Indian and Northern Affairs Canada

Affaires indiennes et du Nord Canada

North of 60

Oil and Gas Statistical Report No. 3 1920-1981

Au nord du 60e

Rapport statistique n° 3 - 1920-1981 sur le pétrole et le gaz

Canada

85-1472/

North of 60

Oil and Gas
Statistical
Report No. 3
1920-1981

Au nord du 60e

Rapport
statistique
n° 3 - 1920-1981
sur le pétrole
et le gaz

Compiled by the Northern Oil and Gas Operations Division,
Northern Oil and Gas Management and Major Projects Directorate

(Edition No. 3)

Published under the authority of the Hon. David E. Crombie, P.C., M.P., Minister of Indian Affairs and Northern Development, Ottawa, 1984.

QS-8326-000-BB-A1
Catalogue No. R72-31/1981
ISBN 0-662-52961-8

© Minister of Supply and Services Canada

Données compilées par les Opérations pétrolières et gazières dans le Nord, Direction de la gestion du pétrole et du gaz du Nord et projets spéciaux

(3e édition)

Publié avec l'autorisation de l'hon. David E. Crombie, c.p., député, ministre des Affaires indiennes et du Nord canadien, Ottawa, 1984.

QS-8326-000-BB-A1
N° de catalogue: R72-31/1981
ISBN 0-662-52961-8

© Ministre des Approvisionnements et services Canada

Table of Contents

		Page
Foreword		7
Introduction		8
Section I	**Land Statistics**	11
Table I-1	Canada Lands North of 60° Under Permit, 1951-1981	12
Table I-2	Canada Lands North of 60° Under Lease, 1951-1981	14
Table I-3	Cash Bonus Permit Sales, 1955-1981	16
Table I-4	Work Bonus Permit Sales, 1962-1981	20
Table I-5	Cash Bonus Lease Sales, 1967-1981	21
Section II	**Revenue Statistics**	23
Table II-1	Gross Revenue, Oil and Gas Calendar Year, 1961-1981	24
Table II-2	Revenue by Calendar Year	26
Table II-3	Revenue by Fiscal Year (1955-1961), Yukon and Northwest Territories	28
Table II-4	Gross Revenue, Oil and Gas (Fiscal Year), 1960-61 to 1981-82, Northwest Territories	30
Table II-5	Gross Revenue, Oil and Gas (Fiscal Year), 1960-61 to 1981-82, Yukon Territory	31
Table II-6	Royalties, 1950-1981	32

Table des matières

		Page
Avant-propos		7
Introduction		8
Section I	**Statistiques sur les terres**	11
Tableau I-1	Les terres du Canada situées au nord du 60e et visées dans un droit d'exploration, de 1951 à 1981	12
Tableau I-2	Les terres du Canada situées au nord du 60e et visées dans un bail, de 1951 à 1981	14
Tableau I-3	Ventes de permis avec suppléments en espèces, de 1955 à 1981	16
Tableau I-4	Ventes de permis avec suppléments pour travaux, de 1962 à 1981	20
Tableau I-5	Ventes de baux avec suppléments en espèces de 1967 à 1981	21
Section II	**Statistiques sur les revenus**	23
Tableau II-1	Recettes brutes provenant de l'exploitation du pétrole et du gaz naturel — 1961 à 1981 (années civiles)	24
Tableau II-2	Revenu pour l'année civile	26
Tableau II-3	Revenu pour l'année financière au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest, de 1955 à 1961	28
Tableau II-4	Recettes brutes provenant de l'exploitation du pétrole et du gaz naturel — 1960-61 à 1981-82 (années financières), Territoires du Nord-Ouest	30
Tableau II-5	Recettes brutes provenant de l'exploitation du pétrole et du gaz naturel — 1960-61 à 1981-82 (années financières), Yukon	31
Tableau II-6	Redevances, de 1950 à 1981	32

Section III	Exploration and Development Statistics	33
Table III-1	Industry Expenditures on Oil and Gas Exploration and Development, 1920-1981	34
Table III-2	Geological and Geophysical Expenditures by Area, 1920-1981	36
Table III-3	Geological and Geophysical Expenditures by Year, 1920-1981	38
Table III-4	Net Cash Expenditures of the Petroleum Industry, 1951-1981	40
Table III-5	Annual Drilling Expenditures by Area — Summary 1920-1981	43
Table III-6	Industry Drilling Expenditures on Canada Lands North of 60° Well Category, 1920-1981	44
Table III-7	Industry Expenditures on Structure Test Hole Drilling, 1920-1981	48
Table III-8	Geological and Geophysical Activity, 1960-1981	49
Table III-9	Drilling Statistics — North of 60° — Summary	50
Table III-10	Drilling Statistics — Northwest Territories — Arctic Islands	51
Table III-11	Drilling Statistics — Northwest Territories — Mainland	52
Table III-12	Drilling Statistics — Yukon Territory	54

Section III	Statistiques sur l'exploration et l'exploitation	33
Tableau III-1	Dépenses industrielles d'exploration et d'exploitation pétrolières et gazières, de 1920 à 1981	34
Tableau III-2	Dépenses géologiques et géophysiques pour chaque région, de 1920 à 1981	36
Tableau III-3	Dépenses géologiques et géophysiques annuelles, de 1920 à 1981	38
Tableau III-4	Dépenses nettes en espèces de l'industrie pétrolière, de 1951 à 1981	40
Tableau III-5	Résumé des dépenses annuelles de forage pour chaque région, de 1920 à 1981	43
Tableau III-6	Dépenses industrielles de forage dans les terres du Canada situées au nord du 60e, selon la catégorie de puits, de 1920 à 1981	44
Tableau III-7	Dépenses industrielles pour les forages d'essai de structures, de 1920 à 1981	48
Tableau III-8	Activités géologiques et géophysiques, de 1960 à 1981	49
Tableau III-9	Résumé des statistiques sur les forages au nord du 60e	50
Tableau III-10	Statistiques sur les forages dans les îles arctiques des Territoires du Nord-Ouest	51
Tableau III-11	Statistiques sur les forages dans la terre ferme des Territoires du Nord-Ouest	52
Tableau III-12	Statistiques sur les forages au Yukon	54

Section IV **Production and Disposition Statistics** 57

Table IV-1 Crude Oil Production, Norman Wells, N.W.T. 58

Table IV-2 Monthly Crude Oil Production, Norman Wells, N.W.T., m^3 60

Table IV-3 Crude Oil Disposition, N.W.T., m^3 62

Table IV-4 Monthly Disposition of Crude Oil — Norman Wells, N.W.T. — Quantities in m^3 63

Table IV-5 Value of Crude Oil Production, Norman Wells, N.W.T. 71

Table IV-6 Natural Gas Production, N.W.T. Annual Summary in 10^3m^3 72

Table IV-7 Monthly Natural Gas Production — N.W.T. 10^3m^3 74

Table IV-8 Natural Gas Disposition, N.W.T., Quantities in 10^3m^3 75

Table IV-9 Monthly Disposition of Natural Gas, Norman Wells 77

Table IV-10 Monthly Disposition of Natural Gas, Pointed Mountain 10^3m^3 83

Table IV-11 Natural Gas Production, Yukon Territory Annual Summary in 10^3m^3 85

Table IV-12 Monthly Natural Gas Production — Beaver River — 10^3m^3 86

Table IV-13 Natural Gas Disposition, Yukon Territory Quantities in 10^3m^3 87

Table IV-14 Monthly Disposition of Natural Gas, Beaver River — 10^3m^3 88

Table IV-15 Pipeline Movements of Petroleum Products, Yukon Territory, 1959-1972 90

Table IV-16 Pipeline Movements of Petroleum Products Yukon Territory 1959-1972 90

Table IV-17 Pipelines 91

Table IV-18 Refinery Operations 93

Section V **Discoveries and Potential**

Table V-1 Geological Provinces North of 60° — Oil and Gas Discoveries and Recoveries 95

Section IV **Statistiques sur la production et la disponibilité** 57

Tableau IV-1 Production de pétrole brut à Norman Wells — (T.N.O.) 58

Tableau IV-2 Production mensuelle de pétrole brut à Norman Wells (T.N.O.) m^3 60

Tableau IV-3 Disponibilité de pétrole brut en m^3, dans les T.N.O. 62

Tableau IV-4 Disponibilité mensuelle en barils de pétrole brut à Norman Wells (T.N.O.) 63

Tableau IV-5 Valeur de la production de pétrole brut de Norman Wells (T.N.O.) 71

Tableau IV-6 Production de gaz naturel (T.N.O.) Résumé annuel en MPC 72

Tableau IV-7 Production mensuelle de gaz naturel (T.N.O.) en 10^3m^3 74

Tableau IV-8 Disponibilité de gaz naturel (T.N.O.) 10^3m^3 75

Tableau IV-9 Disponibilité mensuelle de gaz naturel à Norman Wells 77

Tableau IV-10 Disponibilité mensuelle de gaz naturel à Pointed Mountain 10^3m^3 83

Tableau IV-11 Production de gaz naturel au Yukon — Résumé annuel en 10^3m^3 85

Tableau IV-12 Production mensuelle de gaz naturel au champ de gaz de Beaver River — 10^3m^3 86

Tableau IV-13 Disponibilité de gaz naturel au Yukon en 10^3m^3 87

Tableau IV-14 Disponibilité mensuelle de gaz naturel au champ de gaz de Beaver River — 10^3m^3 88

Tableau IV-15 Transport de produits pétroliers par pipeline au Yukon, de 1959 à 1972 90

Tableau IV-16 Transport de produits pétroliers par pipeline au Yukon, de 1959 à 1972 90

Tableau IV-17 Pipelines 91

Tableau IV-18 Opérations de raffinage 93

Section V **Découvertes et Potentiel**

Tableau V-1 Provinces géologiques au nord du 60e — Découvertes et récupérations de pétrole et de gaz naturel 104

Illustrations

		Page
Fig. I-1	Acreage held under oil and gas permit, Yukon Territory and Northwest Territories (1951-1981)	13
Fig. I-2	Area held under oil and gas lease, Yukon Territory and Northwest Territories (1951-1981)	15
Fig. I-3	Area sold through cash & work bonus, Permit and lease sales (1955-1981)	19
Fig. II-1	Total Revenue by Calendar Year N.W.T. (1961-1981)	25
Fig. II-2	Total Revenue by Calendar Year, Y.T. (1961-1981)	27
Fig. II-3	Revenue by Calendar Year for the Yukon and Northwest Territories (1951-1981)	29
Fig. III-1	Industry Expenditures on Oil and Gas Exploration and Development (1921-1981) Expenditures Submitted for Work Credits	35
Fig. III-2	Exploration Expenditures North of 60° Relative to Total Exploration Expenditures in Canada	37
Fig. III-3	Drilling Expenditures, 1920-1981	39
Fig. III-4	Number of Wells Drilled Annually by Area, 1920-1981	55
Fig. III-5	Depth Drilled Per Year, 1920-1981	56
Fig. IV-1	Annual Production of Crude Oil — N.W.T., 1943-1981	59
Fig. IV-2	Monthly Production of Crude Oil, Norman Wells, N.W.T., 1943-1981	61
Fig. IV-3	Annual Production of Natural Gas — N.W.T., 1943-1981	73
Fig. IV-4	Annual Production of Natural Gas, Y.T., 1961-1981	76

Illustrations

		Page
Fig. I-1	Superficie en acres visée par des permis d'exploitation de pétrole et de gaz, au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest, de 1951 à 1981	13
Fig. I-2	Superficie en acres visée par des baux d'exploitation de pétrole et de gaz au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest, de 1951 à 1981	15
Fig. I-3	Superficie en acres visée par des ventes de permis et baux avec suppléments en espèces et travaux pour chacune des années, de 1955 à 1981	19
Fig. II-1	Recettes totales par année civile, T.N.O., de 1961 à 1981	25
Fig. II-2	Recettes totales par année civile, Yukon, de 1961 à 1981	27
Fig. II-3	Recettes par année civile, pour le Yukon et les Territoires du Nord-Ouest, de 1951 à 1981	29
Fig. III-1	Dépenses industrielles en exploration et exploitation pétrolières et gazières, de 1921 à 1981	
	Dépenses déclarées pour obtention de crédits pour travaux	35
Fig. III-2	Dépenses d'exploration engagées au nord de 60° par rapport aux dépenses totales d'exploration engagées au Canada	37
Fig. III-3	Dépenses de forage, de 1920 à 1981	39
Fig. III-4	Nombre de puits forés annuellement, selon la région, de 1920 à 1981	55
Fig. III-5	Profondeurs creusées annuellement, de 1920 à 1981	56
Fig. IV-1	Production annuelle de pétrole brut — T.N.O., de 1943 à 1981	59
Fig. IV-2	Production mensuelle de pétrole brut, à Norman Wells (T.N.O.), de 1943 à 1981	61
Fig. IV-3	Production annuelle de gaz naturel, T.N.O., de 1943 à 1981	73
Fig. IV-4	Production annuelle de gaz naturel, Yukon, de 1961 à 1981	76

Foreword

Oil and Gas Statistical Report No. 3, compiled and annotated by officers of the Oil and Gas Management and Major Projects Directorate, brings together in one volume data covering the history of the petroleum industry in the North from 1920 to 1981.

Avant-propos

Le rapport statistique n° 3, portant sur le pétrole et le gaz, a été compilé et annoté par des agents de la Direction de la gestion du pétrole et du gaz et des grands projets.

Introduction

The federal government's policies for northern development emanate from the 1972 policy framework "Canada's North 1970-1980" which established objectives and priorities for Canada's north. These objectives and priorities were directed toward improving the quality of northern life, protecting the northern environment as an essential element of northern economic and social development, encouraging a viable economic development, and promoting meaningful progress towards territorial self-government. A number of modifications and elaborations on this framework have occurred since 1972 through ministerial statements which reflect some of the important changes which have occurred both in the north and nationally since then.

The National Energy Program (NEP) was announced by the Government in October, 1980. With regard to the north, the NEP encourages increased exploration, in keeping with our "need to know" the location, size and economic feasibility of resources. Exploration is encouraged by a Petroleum Incentives Program, under which grants covering qualified exploration expenses will be provided to industry. The central focus is the achievement of oil self-sufficiency by 1990. The NEP endorses the principle that particular care should be paid to environmental matters when commercial energy projects are undertaken.

In late 1981, the Ministers of Indian Affairs and Northern Development and Energy, Mines and Resources established the Canada Oil and Gas Lands Administration (COGLA).

COGLA was established to implement the Canada Oil and Gas Act and bring together the administration of oil and gas exploration and development activities on all Canada Lands north and south of 60°. The petroleum resource management staffs from both Departments were amalgamated into the one organization. The Administration serves as the principal point of contact for the oil and gas industry concerning exploration activities on Canada Lands.

Introduction

La politique fédérale de mise en valeur du Nord canadien découle du programme cadre "Le Nord canadien 1970-1980" établi en 1972, qui définit les objectifs et les questions prioritaires dans le Nord. Le but visé est d'améliorer la qualité de la vie dans le Nord, de protéger l'environnement nordique, élément essentiel du développement économique et social de cette région, de favoriser un essor économique viable et de promouvoir l'autonomie administrative des territoires. Depuis 1972, un certain nombre de modifications et d'éclaircissements ont été apportés à la suite des changements importants survenus dans le Nord et dans tout le Canada.

En octobre 1980, le gouvernement fédéral a lancé le Programme énergétique national. Selon le principe du "besoin de savoir", ce programme national met l'accent sur l'intensification des activités d'exploration dans le Nord afin de localiser les gisements, de connaître leur importance et de déterminer le potentiel économique de nos ressources. Le Programme d'encouragement du secteur pétrolier favorise ces activités par l'attribution de subventions à la prospection aux sociétés qui satisfont aux conditions établies. L'objectif est de suffire à tous nos besoins en pétrole d'ici 1990. Le Programme énergétique national reconnaît la nécessité d'étudier avec soin toutes les questions environnementales lorsque des travaux d'exploration de nos ressources énergétiques sont entrepris.

À la fin de 1981, le ministre des Affaires indiennes et du Nord et son homologue de l'Énergie, Mines et Ressources, ont mis sur pied l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada (A.P.G.T.C.)

Cet organisme est chargé de l'application de la Loi sur le pétrole et le gaz du Canada et de la gestion de toutes les activités de prospection et d'exploration des réserves de pétrole et de gaz sur les terres du gouvernement canadien, au nord et au sud du 60e parallèle. Il regroupe le personnel responsable de la gestion des ressources pétrolières antérieurement réparti dans les deux ministères. Toutes les sociétés pétrolières qui entreprennent des travaux de prospection au Canada doivent traiter avec l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada.

Establishment of COGLA has not altered the Minister's responsibilities for oil and gas development. Other units of the Department of Indian and Northern Affairs retain responsibility for coordination of policy planning, the determination of socio-economic benefits for residents of the territories, the establishment of environmental operating conditions and the management of land and fresh-water and arctic water resources under other legislation.

The Oil & Gas Management and Major Projects Directorate serves as the principal point of liaison between the Department and COGLA and to ensure that northern policy and northen concerns are reflected in the administration of northern oil and gas rights and associated oil and gas activities.

As of March 1, 1983 the Minister and departmental officers responsible for the management of oil and gas resources in the Northwest Territories, Yukon Territory and the northern offshore areas were:

Minister - The Honourable John C. Munro
Deputy Minister - M.A.J. Lafontaine
Assistant Deputy Minister (Northern Affairs Program) - G.N. Faulkner
Director-General, Northern Resources and Economic Planning Branch - R.D. Glass
Director, Oil & Gas Management and Major Projects - H.W. Woodward
Northern Oil and Gas Policy Division
Assistant Director - P. Sullivan
Northern Oil and Gas Operations Division
Assistant Director - S.A. Kanik

La création de cet organisme n'a nullement modifié les responsabilités du Ministre dans le domaine de l'exploitation des ressources de pétrole et de gaz naturel. Des services du ministère des Affaires indiennes et du Nord canadien sont toujours chargés de coordonner la planification des lignes de conduite, de déterminer les retombées socio-économiques des activités pour les résidents des territoires, d'établir des mesures de protection de l'environnement et de gérer les ressources de la terre, des rivières et des lacs de l'Arctique régies par d'autres lois.

La division de la coordination des terres pétrolifères et gazéifères assure la liaison entre d'autres éléments du Ministère et l'Administration du pétrole et du gaz des terres du Canada et veille à ce que la politique du Ministère dans le Nord et les intérêts locaux soient respectés lors de l'attribution des droits pétroliers et gaziers et de l'exploitation des ressources.

Au 1er mars 1983, l'administration des ressources de pétrole et de gaz naturel dans les Territoires du Nord-Ouest, au Yukon et au large des côtes du Nord canadien incombait aux personnes suivantes:

John C. Munro, ministre
M.A.J. Lafontaine, sous-ministre
G.N. Faulkner, sous-ministre adjoint, Programme des affaires du Nord
R.D. Glass, directeur général,
Direction de la planification des ressources et de l'économie du Nord
H.W. Woodward, directeur,
Gestion des ressources pétrolières et gazières des grands projets du Nord
P. Sullivan, directeur adjoint, Politique du pétrole et du gaz du Nord
S.A. Kanik, directeur adjoint, Opérations pétrolières et gazières du Nord

Canada Oil and Gas Lands Administration —
Administrator — M.E. Taschereau
Deputy Administrator — G.R.M. Anderson
Land Management Branch —
Director General — R.J. Harrison
Resource Evaluation Branch —
Director General — D.F. Sherwin
Engineering Branch —
Director General — L.V. Brandon
Canada Benefits Branch —
A/Director General — G. Davies
Environmental Protection Branch —
Director General — M.J. Ruel
Policy Analysis and Coordination Branch —
Director — S. Kennedy
Regional Engineer (Yellowknife, N.W.T.) —
M.D. Thomas

Administration du pétrole et du gaz des terres d
Canada —
Administrateur — M.E. Taschereau
Sous-Administrateur — G.R.M. Anderson
Gestion des terres —
Directeur Général — R.J. Harrison
Évaluation des ressources —
Directeur Général — D.F. Sherwin
Génie — Directeur Général — L.V. Brandon
Retombées canadiennes —
Directeur Général intérimaire — G. Davies
Protection de l'environnement —
Directeur Général — M.J. Ruel
Analyse de la politique et coordination
Directeur — S. Kennedy
Génie régional (Yellowknife, T.N.-O.) —
M.D. Thomas

Section I Land Statistics
Section I Statistiques sur les terres

Table I-1
Tableau I-1

Canada Lands North of 60 Under Permit 1951-1981
Les terres du Canada situées au nord du 60e et visées dans un droit d'exploration, de 1951 à 1981

	N.W.T. Mainland[1] *Terre ferme des T.N.-O.[1]*		Yukon Mainland[2] *Terre ferme du Yukon[2]*		Arctic Islands[3] *Iles arctiques[3]*		Arctic Coast Marine[4] *Travaux maritimes sur la côte arctique[4]*		Reservations[5] *Terres réservées[5]*		
	Exploratory Rights *Droits d'exploration*		Exploratory Rights *Droits d'exploration*		Exploratory Rights *Droits d'exploration*		Exploratory Rights *Droits d'exploration*		Exploratory Rights *Droits d'exploration*		
Year *Année*	Number *Nombre*	Area *Superficie (ha)*	Number *Nombre*	Area *Superficie (ha)*	Number *Nombre*	Area *Superficie (ha)*	Number *Nombre*	Area *Superficie (ha)*	Number *Nombre*	Area *Superficie (Ha)*	Total Area *Superficie totale (ha)*
1951	28	690 462							2	2 483 290	690 462
1952	384	9 433 260							2	2 483 290	11 916 549
1953	482	14 269 049	24	539 222					2	2 483 290	17 291 560
1954	281	5 614 731	52	1 395 479					2	2 483 290	9 493 500
1955	186	4 005 905	13	276 909					2	2 483 290	6 766 103
1956	188	4 108 558	42	897 404					2	2 483 290	7 489 252
1957	414	8 910 152	225	4 051 376					2	2 483 290	15 444 817
1958	1 163	22 434 679	324	5 926 755					2	2 483 290	30 844 723
1959	1 534	29 579 124	431	8 068 263					2	2 483 290	40 130 677
1960	1 129	21 615 595	277	5 278 204	864	17 259 600	52	868 702	2	2 483 290	47 505 391
1961	1 020	19 235 049	149	2 895 716	971	18 938 573	52	868 702	2	2 071 909	44 009 949
1962	833	16 056 844	225	4 450 996	1 127	21 337 194	52	868 702	—	Nil *Néant*	42 713 736
1963	857	16 843 272	249	4 977 343	988	17 907 515	14	386 323			40 114 452
1964	1 014	19 058 246	280	5 583 690	1 067	20 151 894	74	1 194 413			45 988 243
1965	1 299	24 517 471	296	5 785 370	1 119	20 809 527	116	1 744 474			52 856 842
1966	2 057	39 219 075	300	5 952 255	1 426	26 289 941	121	1 908 017			73 369 288
1967	2 111	40 182 997	297	5 762 644	1 650	29 870 680	145	2 248 611			78 064 932
1968	2 099	39 457 829	601	10 550 372	3 884	76 122 042	152	2 291 268			128 421 511
1969	2 460	45 772 448	661	11 780 135	5 203	104 335 393	761	13 759 708			175 647 685
1970	2 387	43 914 187	613	10 678 212	5 248	103 847 041	830	15 136 000			173 575 441
1971	2 221	40 527 735	580	9 912 033	5 468	108 531 110	1 435	27 464 126			186 435 004
1972	1 976	36 172 578	551	9 298 009	5 412	108 582 750	1 331	26 060 722			180 114 058
1973	1 770	32 336 578	488	8 407 631	5 024	98 581 280	1 310	25 662 698			164 988 186
1974	1 622	29 537 648	439	7 655 511	4 959	97 231 838	1 134	22 169 986			156 594 983
1975	1 493	27 130 463	416	7 223 495	4 610	89 923 995	1 075	20 961 182			145 239 136
1976	1 320	23 890 978	352	6 207 968	3 663	70 252 709	854	16 141 405			116 493 060
1977	1 042	18 588 893	324	5 690 389	3 142	60 575 814	661	11 985 168			96 840 263
1978	512	9 698 175	136	2 033 337	2 783	55 035 142	525	9 478 026			76 244 679
1979	130	2 609 528	100	1 451 519	2 542	50 654 465	507	9 257 225			63 972 737
1980	115	2 065 408	45	590 202	657	12 397 699	1 695	41 668 832			56 722 141
1981	110	8 437 703	45	590 202	1 521	31 702 023	441	14 575 008			55 304 936

* As of December 31 of each year.
[1] N.W.T. Mainland includes all permits on land in the Northwest Territories south of 70°N.
[2] Yukon Mainland includes all permits on land in the Yukon Territory.
[3] Arctic Islands includes all permits in the Northwest Territories north of 70°N.
[4] Arctic Coast Marine includes all permits south of 70° covered by sea water.
[5] Reserves discontinued in April, 1960.

* *Au 31 décembre de chaque année.*
[1] *Les permis pour la terre ferme des T.N.-O. englobent tous ceux qui portent sur les terres des T.N.-O. situées au sud du 70° de latitude nord.*
[2] *Les permis pour la terre ferme du Yukon englobent tous ceux qui portent sur les terres du Yukon.*
[3] *Les permis pour les îles arctiques englobent tous ceux qui portent sur les terres des T.N.-O. situées au nord du 70° de latitude nord.*
[4] *Les permis d'exécution de travaux maritimes sur la côte arctique englobent tous ceux qui portent sur les terres situées au sud du 70° et recouvertes par les eaux marines.*
[5] *Réserves discontinués en Avril, 1960.*

Figure I-1
Acreage held under oil and gas permit, Yukon Territory and Northwest Territories
(as of Dec. 31 of each year 1951-1981)

Superficie en acres visée par des permis d'exploitation de pétrole et de gaz, au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest,
au 31 décembre de chacune des années 1951-1981

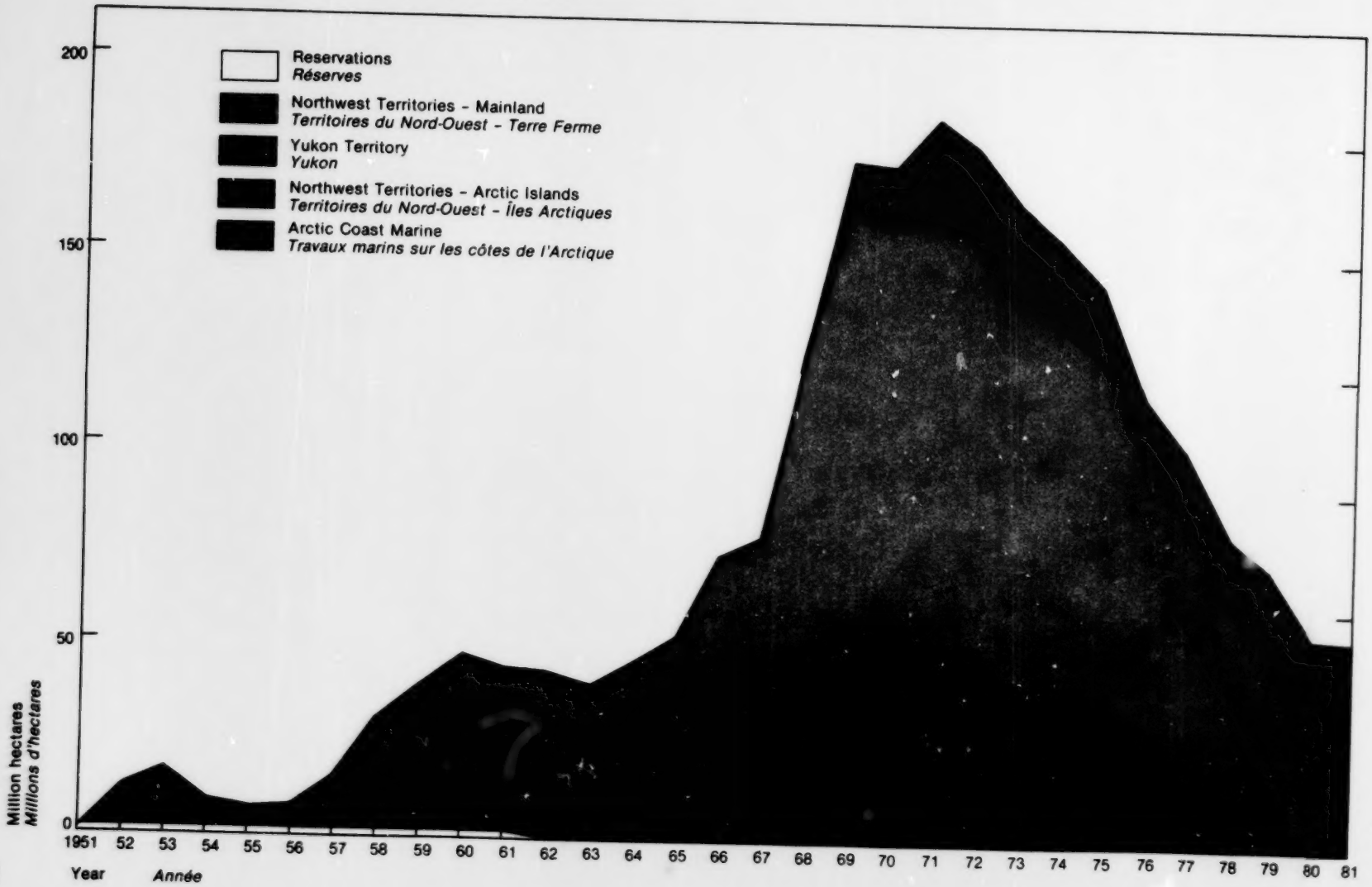


Table I-2
Tableau I-2

Canada Lands North of 60° Under Lease[1], 1951 to 1981
Les terres du Canada situées au nord du 60e et visées dans un bail[1] de 1951 à 1981.

Year *Année*	N.W.T. Mainland *Territoires du Nord-Ouest*		Yukon Territory *Yukon*		Arctic Islands *Îles arctiques*		Arctic Coast Marine *Travaux maritimes sur la côte*		Total *Total*	
	No. of Leases *Nombre de concessions*	Area *Superficie (ha)*	No. of Leases *Nombre de concessions*	Area *Superficie (ha)*	No. of Leases *Nombre de concessions*	Area *Superficie (ha)*	No. of Leases *Nombre de concessions*	Area *Superficie (ha)*	No. of Leases *Nombre de concessions*	Total Area *Superficie totale (en acres)*
1951	7	3 998	—	—					7	3 998
1952	7	3 998	—	—					7	3 998
1953	10	5 164	—	—					10	5 164
1954	7	3 998	—	—					7	3 998
1955	7	3 998	—	—					7	3 998
1956	10	27 317	—	—					10	27 317
1957	8	16 192	—	—					8	16 192
1958	7	3 998	—	—					7	3 998
1959	17	27 207	—	—					17	27 207
1960	16	24 537	—	—					16	24 537
1961	36	60 278	—	—					36	60 278
1962	41	75 103	—	—					41	75 103
1963	45	83 955	3	5 352					48	89 308
1964	29	53 238	3	5 352					32	58 590
1965	112	267 332	9	13 333					121	280 666
1966	150	326 584	17	30 510					167	357 093
1967	192	487 488	24	49 762					216	537 250
1968	355	917 843	56	75 659					411	993 502
1969	489	1 212 599	67	102 146					556	1 314 746
1970	664	1 592 647	69	116 959					733	1 709 606
1971	736	1 824 289	75	133 070					811	1 957 359
1972	754	1 807 363	93	173 147	—	—	—	—	847	1 980 510
1973	682	1 657 421	93	173 147	—	—	—	—	775	1 830 567
1974	624	1 501 705	93	173 147	—	—	—	—	717	1 674 852
1975	555	1 343 358	69	125 243	—	—	—	—	624	1 468 601
1976	466	1 118 241	57	98 312	—	—	—	—	523	1 216 553
1977	456	1 078 456	50	80 981	6	10 724	—	—	512	1 170 161
1978	996	2 469 015	142	211 762	150	370 010	47	128 072	1 335	3 178 860
1979	1 208	2 758 837	183	278 981	152	376 959	67	178 092	1 610	3 592 869
1980	1 216	2 784 878	188	265 974	173	513 522	327	826 567	1 904	4 390 941
1981	1 288	2 982 902	188	265 974	612	1 430 406	141	376 192	2 229	5 055 474

[1]As of Dec. 31 of each year

[1]*Au 31 décembre de chaque année.*

Figure I-2
Area held under oil and gas lease
Yukon Territory and Northwest Territories
(As of Dec. 31 of each year) 1951-1981
Superficie en acres visée par des baux d'exploitation
de pétrole et de gaz
au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest
(Au 31 décembre de chacune des années)

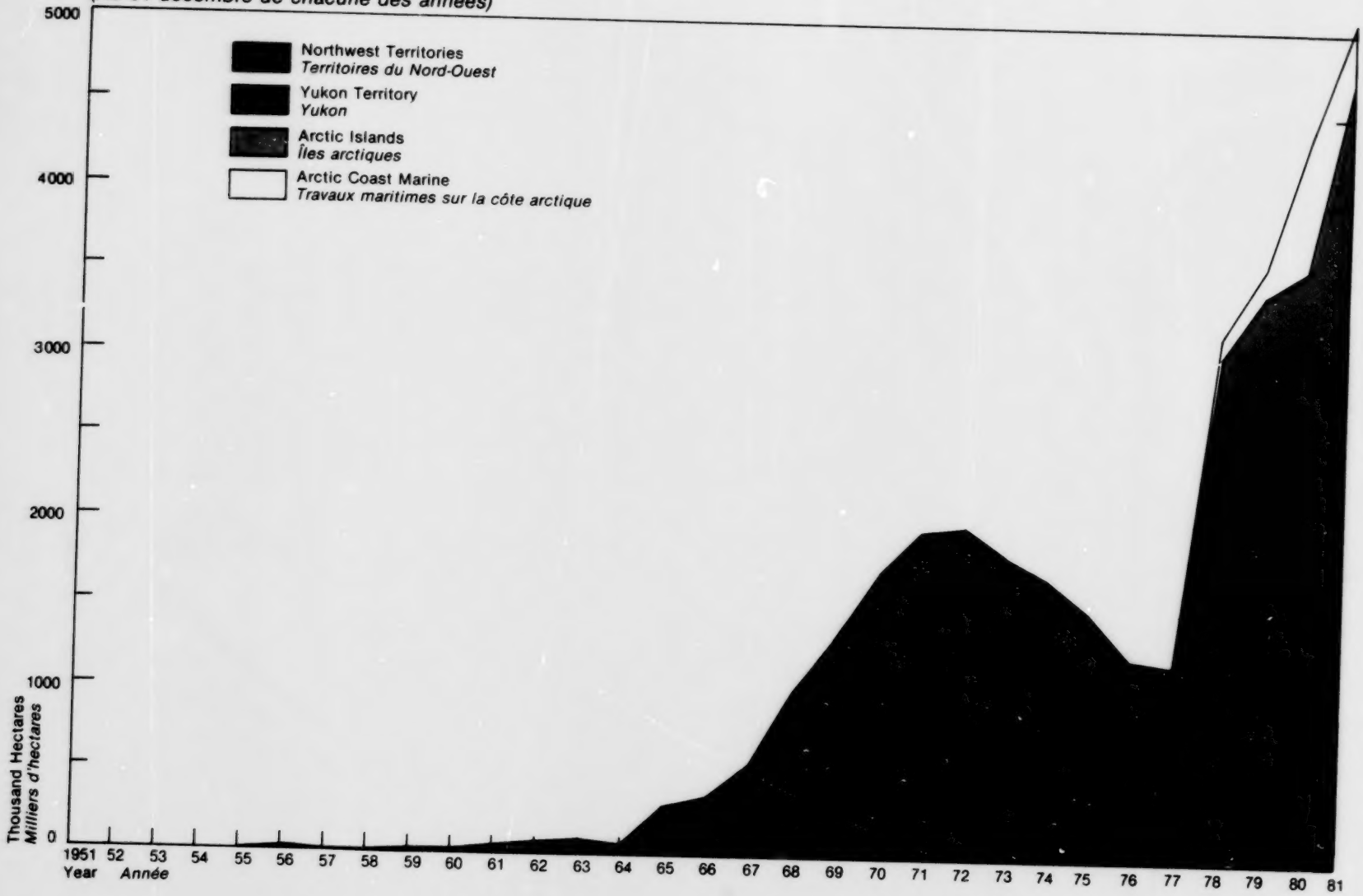


Table I-3
Tableau I-3

Cash Bonus Permit Sales 1955-1981
Ventes de permis avec suppléments en espèces, de 1955 à 1981

Date *Date*	Acreage Offered at Sale *Superficie mise en vente*	Acreage Sold *Superficie vendue*	Percentage of Acreage Sold *Pourcentage de la superficie vendue*	Total Bids Received *Total des offres reçues*	Max. Bid Per Acre *Offre max. par acre*	Min. Bid Per Acre *Offre min. par acre*	Average Bid Per Acre *Offre moyenne par acre*	No. of Permits *No de permis*
1955								
Aug. 8, 1955 *8 août 1955*	614 988	491 796	81%	$ 800.00	$ 0.001	$0.001	0.001	8
1956								
Feb. 6, 1956 *6 fév. 1956*	1 732 150	1 672 840	96%	$ 93 690.85	$ 0.12	$0.005	0.09	27
May 7, 1956 *7 mai 1956*	508 266	317 704	62%	142 294.35	$ 1.10	$0.03	0.45	8
Nov. 19, 1956 *19 nov. 1956*	825 865	825 865	100%	118 957 54	$ 0.51	$0.01	0.29	15
Dec. 10, 1956 *10 déc. 1956*	2 056 284	657 904	32%	62 778.10	$ 0.26	$0.04	0.10	11
Dec. 3, 1956 *3 déc. 1956*	1 124 386	658 210	58%	79 471.70	$ 0.51	$0.01	0.12	11
	6 246 951	4 132 523		$ 497 192.54				72
1957								
Sept. 23, 1957 *23 sept. 1957*	823 602	473 929	58%	$ 84 875.18	$ 0.27	$0.11	0.17	8
June 3, 1957 *3 juin 1957*	1 161 580	1 145 068	99%	91 387.71	$ 0.16	$0.04	0.08	20
May 27, 1957 *27 mai 1957*	381 573	131 272	34%	12 332.47	$ 0.12	$0.07	0.09	3
April 29, 1957 *29 avril 1957*	591 566	591 566	100%	462 694.86	$ 2.26	$0.33	0.78	14
	2 958 321	2 341 835		$ 651 290.22				45
1958								
Dec. 15, 1958 *15 déc. 1958*	1 988 434	1 591 789	81%	$ 301 507.43	$ 0.60	$0.02	0.18	30
Dec. 1, 1958 *1er déc. 1958*	1 475 048	372 800	25%	3 882.36	$ 0.02	$0.001	0.01	8
Nov. 17, 1958 *17 nov. 1958*	2 103 002	2 103 002	100%	444 800.71	$ 0.34	$0.15	0.21	40
	5 566 484	4 067 591		$ 750 190.50				78
1959								
Oct. 8, 1959 *8 oct. 1959*	686 795	686 795	100%	$ 1 239 513.27	$ 3.73	$0.15	1.60	13
Mar. 9, 1959 *9 mars 1959*	3 610 683	2 939 461	82%	6 661 919.66	$ 8.26	$0.05	2.27	52
Feb. 2, 1959 *2 fév. 1959*	200 348	200 348	100%	57 105.42	$ 0.48	$0.06	0.29	7
	4 497 826	3 826 604		$ 7 958 538.35				72

Table I-3 (cont'd)
Tableau I-3 (suite)

Date *Date*	Area Offered at Sale *Superficie mise en vente*	Area Sold *Superficie vendue*	Percentage of Area Sold *Pourcentage de la superficie vendue*	Total Bids Received *Total des offres reçues*	Max. Bid Per Acre *Offre max. par acre*	Min. Bid Per Acre *Offre min. par acre*	Average Bid Per Acre *Offre moyenne par acre*	No. of Permits *No de permis*
1960								
Dec. 15, 1960) Dec. 1, 1960) *15 déc. 1960;* *1er déc. 1960)*	3 426 919	2 570 862	76%	$ 932 259.66	$ 4.40	$0.02	0.36	50
Sept. 15, 1960 *15 sept. 1960*	1 924 676	604 858	31%	122 943.32	$ 0.46	$0.07	0.21	10
Feb. 2, 1960) Feb. 25, 1960) *2 fév. 1960)* *25 fév. 1960)*	1 548 918	1 005 788	69%	1 391 552.15	$ 3.71	$0.02	1.39	17
	6 810 513	4 181 508		$ 2 446 755.13				77
1961								
Nov. 30, 1961 *30 nov. 1961*	1 225 370	407 840	34%	$ 419 911.67	$ 1.50	$0.005	0.41	20
Apr. 27, 1961 *27 avril 1961*	1 149 544	167 587	14%	233 487.84	$ 3.67	$0.05	0.57	8
Feb. 23, 1961 *23 fév. 1961*	871 546	135 340	16%	175 658.11	$ 1.78	$0.16	0.52	6
	3 246 460	710 767		$ 829 057.62				34
1962								
Dec. 13, 1962 *13 déc. 1962*	481 029	244 583	50%	$ 455 778.62	$ 2.09	$0.01	0.75	12
Mar. 1, 1962 *1er mars 1962*	1 418 100	475 029	33%	247 874.75	$ 0.69	$0.03	0.21	20
	1 899 129	719 612		$ 703 653.37				32
1963								
Oct. 10, 1963 *10 oct. 1963*	573 682	283 509	50%	$ 481 693.15	$ 1.95	$0.008	1.37	15
May 23, 1963 *23 mai 1 [illegible]3*	718 451	250 307	34%	235 663.12	$ 1.10	$0.003	0.39	13
	1,292 133	533 816		$ 717 356.27				28
1964								
Oct. 22, 1964 *22 oct. 1964*	427 636	37 554	9%	$ 16 415.00	$ 0.20	$0.12	0.18	3
Apr. 22, 1964 *22 avril 1964*	239 167	94 652	40%	77 868.72	$ 2.08	$0.01	0.33	7
Jan. 30, 1964 *30 janv. 1964*	399 013	29 951	7%	1 023.00	$ 0.01	$0.01	0.01	3
	1 065 816	162 157		$ 95 306.72				13

Date *Date*	Area Offered at Sale *Superficie mise en vente*	Area Sold *Superficie vendue*	Percentage of Area Sold *Pourcentage de la superficie vendue*	Total Bids Received *Total des offres reçues*	Max. Bid Per Acre *Offre max. par acre*	Min. Bid Per Acre *Offre min. par acre*	Average Bid Per Acre *Offre moyenne par acre*	No. of Permits *No de permis*
1965								
Oct. 28, 1965 *28 oct. 1965*	898 855	369 612	41%	$ 285 238.74	$ 1.29	$0.008	0.32	11
Apr. 29, 1965 *29 avril 1965*	408 566	167 329	41%	629 335.60	$10.36	$0.003	1.52	7
Jan. 28, 1965 *28 janv. 1965*	107 959	37 948	36%	3 627.52	$ 0.05	$0.01	0.04	3
				$ 918 201.86				21
1966								
Oct. 27, 1966 *27 oct. 1966*	529 588	234 536	44%	$ 146 839.45	$ 1.05	$1.05	0.26	12
Apr. 28, 1966 *28 avril 1966*	345 105	267 759	78%	540 182.41	$ 2.11	$0.003	0.81	14
Jan. 27, 1966 *27 janv. 1966*	895 753	690 967	77%	4 392 814.30	$ 0.42	$0.005	2.57	31
	1 770 446	1 193 262		$ 5 079 836.16				57
1967								
Apr. 27, 1967 *27 avril 1967*	589 103	453 400	77%	$ 501 239.02	$ 2.07	$0.012	0.46	23
1968								
Oct. 31, 1968 *31 oct. 1968*	837 715	681 131	81%	$ 2 795 877.95	$15.45	$0.05	1.66	42
Feb. 1, 1968 *1er fév. 1968*	710 692	609 059	86%	347 333.04	$ 1.95	$0.01	0.23	35
	1 548 407	1 290 190		$ 3 143 210.99				77
1969								
Jan. 30, 1969 *30 janv. 1969*	606 396	581 196	96%	$ 3 481 221.49	$12.60	$0.06	2.58	38

Figure I-3
Area sold through cash & work bonus
Permit & lease sales 1955-1981
(As of December 31 of each year)

Superficie en acres visée par des ventes de permis et baux avec suppléments en espèces et travaux pour chacune des années 1955-1981
(Au 31 décembre de chaque année)

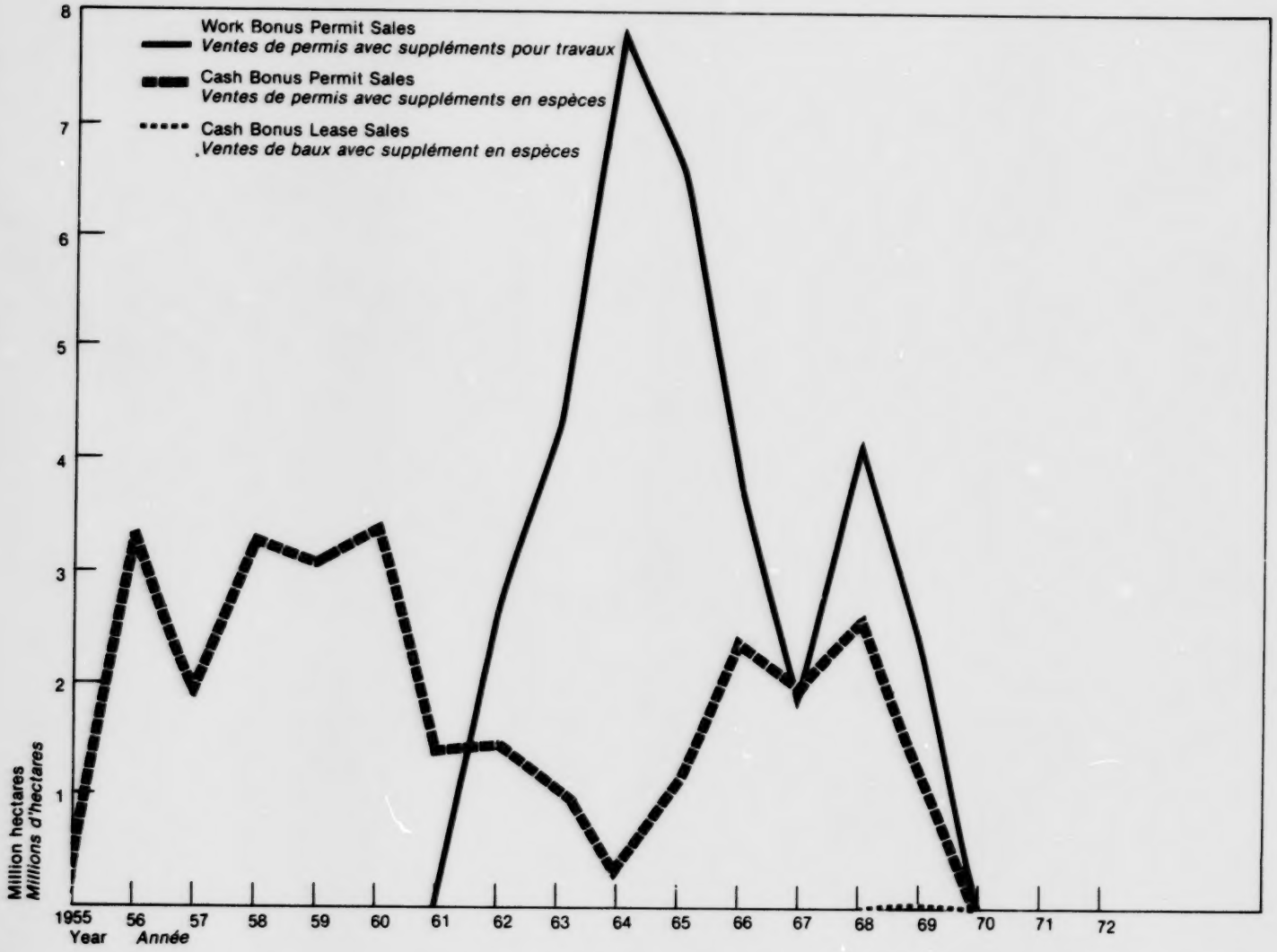


Table I-4
Tableau I-4

Work Bonus Permit Sales 1962-1981
Ventes de permis avec suppléments pour travaux, de 1962 à 1981

Date *Date*	Area Offered at Sale *Superficie mise en vente* (hectares)	Area Sold *Superficie vendue (hectares)*	Percentage of Area Sold *Pourcentage de la superficie vendue*	Total Bids Received *Total des offres reçues*	Max. Bid Per Acre *Offre max. par acre*	Min. Bid Per Acre *Offre min. par acre*	Average Bid Per Acre *Offre moyenne par acre*	No. of Permits *No de permis*
1962								
Dec. 13, 1962 *13 déc. 1962*	1 931 519	1 336 179	70%	$ 2 952 116.21	$ 3.58	$0.02	$0.09	66
1963								
Oct. 10, 1963 *10 oct. 1963*	3 921 843	1 560 366	39%	$ 7 919 065.02	$ 4.32	$0.15	$2.06	75
May 23, 1963 *23 mai 1963*	2 138 374	590 259	28%	1 846 575.92	$ 2.20	$0.01	$1.26	48
	7 991 736	3 486 804		$ 9 765 640.94				118
1964								
Oct. 22, 1964 *22 oct. 1964*	5 486 919	1 153 932	22%	$ 1 888 331.20	$ 1.03	$0.006	$0.67	67
Apr. 22, 1964 *22 avril 1964*	5 939 235	1 091 951	18%	1 703 745.82	$ 2.05	$0.27	$0.64	63
Jan. 30, 1964 *30 janv. 1964*	6 753 794	1 667 615	25%	3 114 162.29	$ 4.72	$0.02	$0.76	68
	18 179 948	3 913 498		$ 6 706 239.31				198
1965								
Oct. 28, 1965 *28 oct. 1965*	3 962 152	1 516 389	38%	$ 447 505.82	$ 0.32	$0.003	$0.11	65
Apr. 29, 1965 *29 avril 1965*	6 478 541	1 031 326	16%	424 919.37	$ 0.65	$0.001	$0.16	28
Jan. 28, 1965 *28 janv. 1965*	3 861 287	795 441	20%	293 335.48	$ 0.46	$0.005	$0.14	34
	14 301 980	3 343 156		$ 1 165 760.67				127
1966								
Oct. 27, 1966 *27 oct. 1966*	2 405 252	978 329	41%	$ 1 100 070.69	$ 2.00	$0.003	$0.45	39
	568 829	142 202	24%	116 986.18	$ 0.51	$0.008	$0.34	7
	2 318 512	775 516	34%	811 410.45	$ 0.60	$0.008	$0.26	35
	5 292 593	1 896 047		$ 2 028 441.32				81
1967								
Apr. 27, 1967 *27 avril 1967*	1 182 163	908 679	77%	$ 1 016 599.96	$ 1.56	$0.01	$0.45	43

Date *Date*	Area Offered at Sale *Superficie mise en vente* (hectares)	Area Sold *Superficie vendue (hectares)*	Percentage of Area Sold *Pourcentage de la superficie vendue*	Total Bids Received *Total des offres reçues*	Max. Bid Per Acre *Offre max. par acre*	Min. Bid Per Acre *Offre min. par acre*	Average Bid Per Acre *Offre moyenne par acre*	No. of Permits *No de permis*
1968								
Oct. 31, 1968 *31 oct. 1968*	2 158 780	1 688 300	78%	$10 909 394.51	$ 8.07	$0.11	$ 2.61	101
Feb. 1, 1968 *1er fév. 1968*	798 418	393 088	49%	505 002.46	$ 1.02	$0.19	$ 0.52	21
	2 957 198	2 081 388		$11 414 396.97				122
1969								
Jan. 30, 1969 *30 janv. 1969*	1 209 426	1 209 426	100%	$23 941 715.68	$24.65	$0.13	$ 8.01	59
1979								
July 11, 1979 *11 juil. 1979*	39 898 708	770 000	1.93%	$100 000	$0.05	$0.05	$0.05	8

Table I-5
Tableau I-5

Cash Bonus Lease Sales 1967-1981
Ventes de baux avec suppléments en espèces de 1967 à 1981

Date *Date*	Area Offered at Sale *Superficie mise en vente*	Area Sold *Superficie vendue*	Percentage of Area *Pourcentage de la superficie vendue*	Total Bids Received *Total des offres reçues*	Max. Bid Per Acre *Offre max. par acre*	Min. Bid Per Acre *Offre min. par acre*	Average Bid Per Acre *Offre moyenne par acre*	No. of Leases *Nombre de baux*	Remarks *Observations*
1967									
Apr. 27, 1967 *27 avril 1967*	25 449	NIL *Néant*	NIL *Néant*	NIL *Néant*	NIL *Néant*	NIL *Néant*	NIL *Néant*	NIL *Néant*	
1968									
Feb. 1, 1968 *1er fév. 1968*	NIL *Néant*	NIL *Néant*	NIL *Néant*	NIL *Néant*	NIL *Néant*	NIL *Néant*	NIL *Néant*	NIL *Néant*	
1969									
Jan. 30, 1969 *30 janv. 1969*	12 263	12 263	100%	$233 796.78	$11.69	$4.07	$7.56	7	Plus drilling commitment *Ainsi que des engagements de forage*

Section II Revenue Statistics
Section II Statistiques sur les revenus

Table II-1
Tableau II-1

Gross Revenue, Oil and Gas (Calendar Year) 1961 to 1981
Recettes brutes provenant de l'exploitation du pétrole et du gaz naturel — 1961 à 1981 (années civiles)

Northwest Territories
Territoires du Nord-Ouest

Year *Année*	Licence Fee *Droits de licence*	Exploration Rights Fee *Droits d'exploration*	Transfer Fee *Droits de cession*	Lease Fee *Droits de baux*	Rentals *Loyers*	Royalties *Redevances*	Forfeiture *Confiscations*	Cash Bonus *Suppléments en espèces*	Misc. *Divers*	Total *Total*
1961	1 275.00	85 500.00	7 800.00	185.00	54 094.91	92 768.00	73 462.83	657 771.39	—	972 857.13
1962	1 575.00	73 750.00	13 625.00	50.00	95 764.98	113 329.00	63 728.65	700 341.26	—	1 062 163.89
1963	1 000.00	155 000.00	8 200.00	140.00	157 396.56	69 882.00	39 343.52	334 395.06	633.33	766 590.47
1964	1 275.00	459 500.00	5 750.00	—	83 603.58	51 258.00	1 944.05	95 306.73	398.75	699 036.11
1965	1 425.00	323 000.00	7 275.00	890.00	280 449.08	178 878.00	78 826.31	909 353.25	995.00	1 780 391.64
1966	1 425.00	310 463.15	13 150.00	420.00	475 513.08	213 571.00	90 410.40	5 079 885.17	878.80	6 185 716.00
1967	2 175.05	96 250.00	9 475.00	760.00	682 500.74	106 229.00	36 106.20	484 623.02	929.72	1 419 048.73
1968	2 298.18	652 800.00	32 780.00	1 830.00	1 405 916.76	35 641.00	394 254.08	2 871 080.66	1 702.07	5 398 302.75
1969	2 000.00	320 701.30	45 540.00	1 290.00	1 404 600.82	19 630.00	19 852.44	3 043 711.52	1 700.73	4 859 026.81
1970	5 175.00	141 250.00	56 350.00	1 960.00	3 315 524.09	244 072.00	661 828.60	Nil *Néant*	2 285.69	4 408 445.38
1971	4 900.00	395 500.00	55 806.52	1 130.00	4 070 722.82[1]	397 443.00	478 609.95	—	1 681.03	5 405 793.32
1972	4 525.00	231 500.00	37 795.00	3 150.00	4 136 291.41[2]	131 792.96	251 701.28	—	1 077.27	4 797 832.92
1973	4 100.00	183 500.00	30 235.00	1 950.00	4 836 714.92[1]	734 962.91	359 957.30	—	4 441.03	6 155 861.16
1974	3 625.00	73 220.00	44 900.00	4 140.00	3 812 555.16[2]	1 186 071.90	47 550.09	—	2 865.00	5 174 927.15
1975	2 750.00	4 000.00	10 005.00	3 970.00	3 684 559.54	3 425 965.83	172 517.93	—	1 353.53	7 305 121.83
1976	2 425.00	—	14 635.00	4 670.00	2 675 065.79	4 688 996.80	219 104.46	—	5 015.75	7 609 912.80
1977	2 600.00	—	12 635.00	6 320.00	3 266 775.28	4 778 130.10	105 853.49	—	3 506.10	8 175 819.97
1978	2 100.00	—	25 550.00	2 600.00	3 999 061.10	4 337 465.61	270 561.83	—	4 798.55	8 642 137.09
1979	475.00	1 500.00[3]	18 105.00	1 718.50	5 564 311.51	5 136 151.06	40 300.60	—	31.00	10 762 592.67
1980	475.00	250.00[3]	42 830.00	3 510.00	5 788 993.49	4 886 629.26	—	—	—	10 722 687.75
1981	350.00	2 250.00[3]	15 855.00	3 080.00	7 469 763.21	4 470 284.92	—	—	13.96	11 961 597.09

[1] Permit Rental — Special Renewals ($1 444 172.50)
[2] Permit Rental — Special Renewals ($34 574.00)
[3] Exploration Agreement Fee

[1] *Loyers de permis — Renouvellements spéciaux (1 444 172,50$)*
[2] *Loyers de permis — Renouvellements spéciaux (34 574,00$)*
[3] *Droits d'exploration*

Figure II-1
Total Revenue by Calendar Year N.W.T.
Recettes totales par année civile T.N.-O.
1961-1981

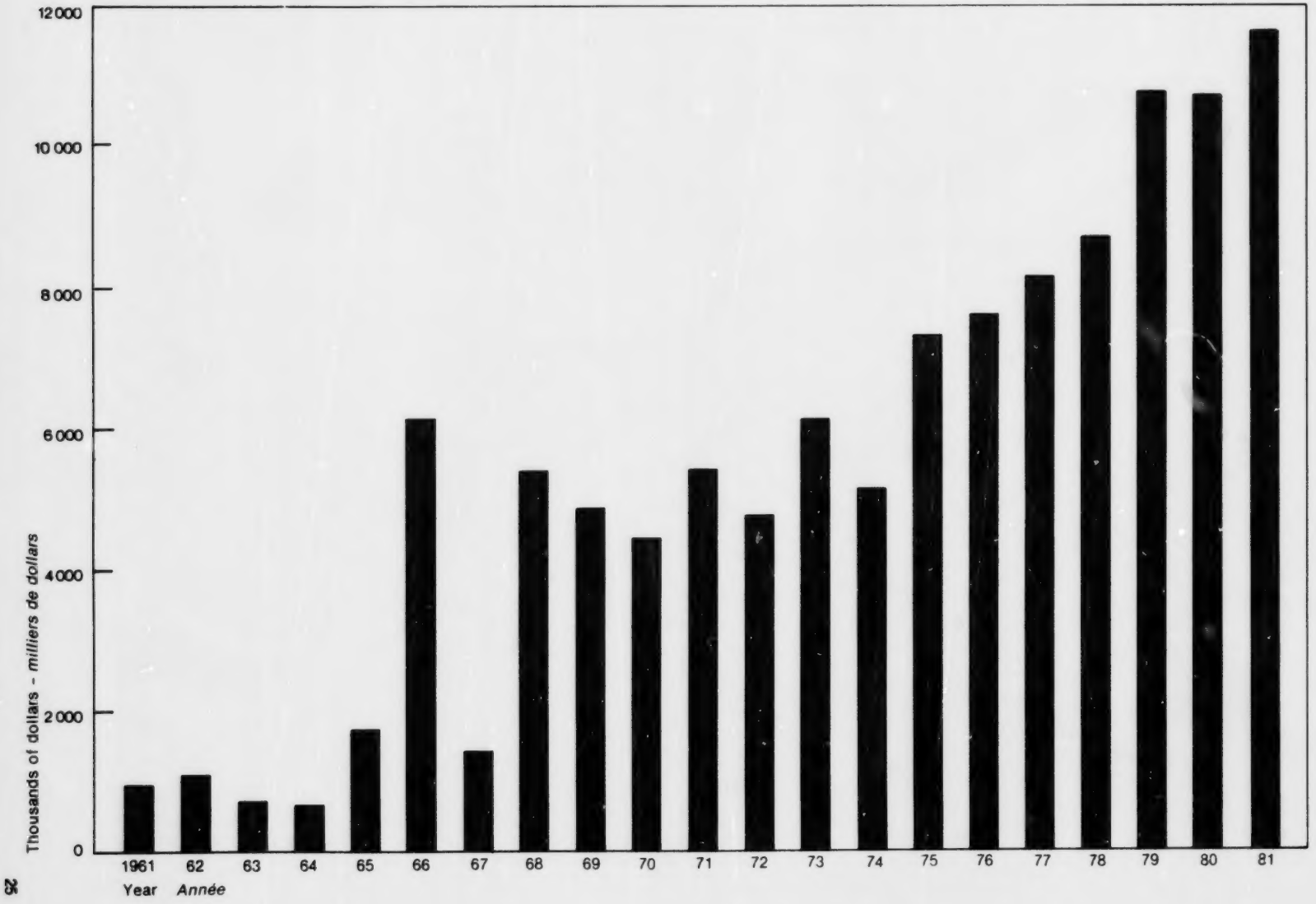


Table II-2
Tableau II-2

Revenue By Calendar Year
Revenu pour l'année civile

Yukon Territory
Yukon

Year *Année*	Licence Fee *Droits de licence*	Exploration Rights Fee *Droits d'exploration*	Transfer Fee *Droits de cession*	Lease Fee *Droits de baux*	Rentals *Loyers*	Royalties *Redevances*	Forfeiture *Confiscations*	Cash Bonus *Suppléments en espèces*	Misc. *Divers*	Total *Total*
1961	—	1 750.00	—	—	—	—	—	171 626.23	—	173 376.23
1962	—	18 527.50	—	—	—	—	4 363.58	4 239.55	—	27 130.63
1963	—	13 500.00	—	30.00	6 610.00	—	—	383 461.21	—	403 601.21
1964	—	16 750.00	—	—	13 220.00	—	—	—	—	29 970.00
1965	25.00	5 500.00	—	—	13 220.00	—	6 529.89	—	—	25 274.89
1966	—	13 000.00	225.00	—	25 865.00	—	41 156.00	—	—	80 246.00
1967	—	9 750.00	—	70.00	11 888.25	—	5 602.05	16 616.00	—	43 926.30
1968	—	86 750.00	875.00	330.00	27 939.25	—	147 680.75	248 615.66	—	512 190.67
1969	—	8 500.00	—	—	30 749.50	—	—	671 306.75	—	710 556.25
1970	—	1 750.00	—	140.00	182 448.00	—	29 349.60	—	—	213 687.60
1971	—	4 750.00	360.00	275.00	423 944.50[3]	4 660.40	41 506.56	—	—	475 496.46
1972	—	750.00	75.00	2 950.00	507 079.00	20 536.53	—	—	—	531 390.53
1973	—	3 500.00	—	—	417 142.38	19 075.80	—	—	—	439 718.18
1974	—	—	75.00	180.00	409 060.00	24 364.11	—	—	—	433 679.11
1975	—	—	3 610.00	90.00	204 281.25	177 504.68	—	—	—	385 485.93
1976	—	—	45.00	50.00	104 353.00	144 461.20	—	—	—	248 909.20
1977	—	—	1 075.00	110.00	155 065.25	64 318.13	—	—	—	220 568.38
1978	—	—	290.00	320.00	337 081.90	6 710.07	1 845.62	—	—	346 247.59
1979	—	—	80.00	200.00	320 195.25	23 089.77	—	—	—	343 565.02
1980	—	—	1 100.00	20.00	396 871.03	58 526.48	—	—	—	456 517.51
1981	—	—	1 850.00	30.00	347 594.25	2 135.61	—	—	—	351 609.86

[3] Permit Rental — Special Renewals ($24,960.00)

[3] *Loyers de permis — Renouvellements spéciaux (24 960,00$)*

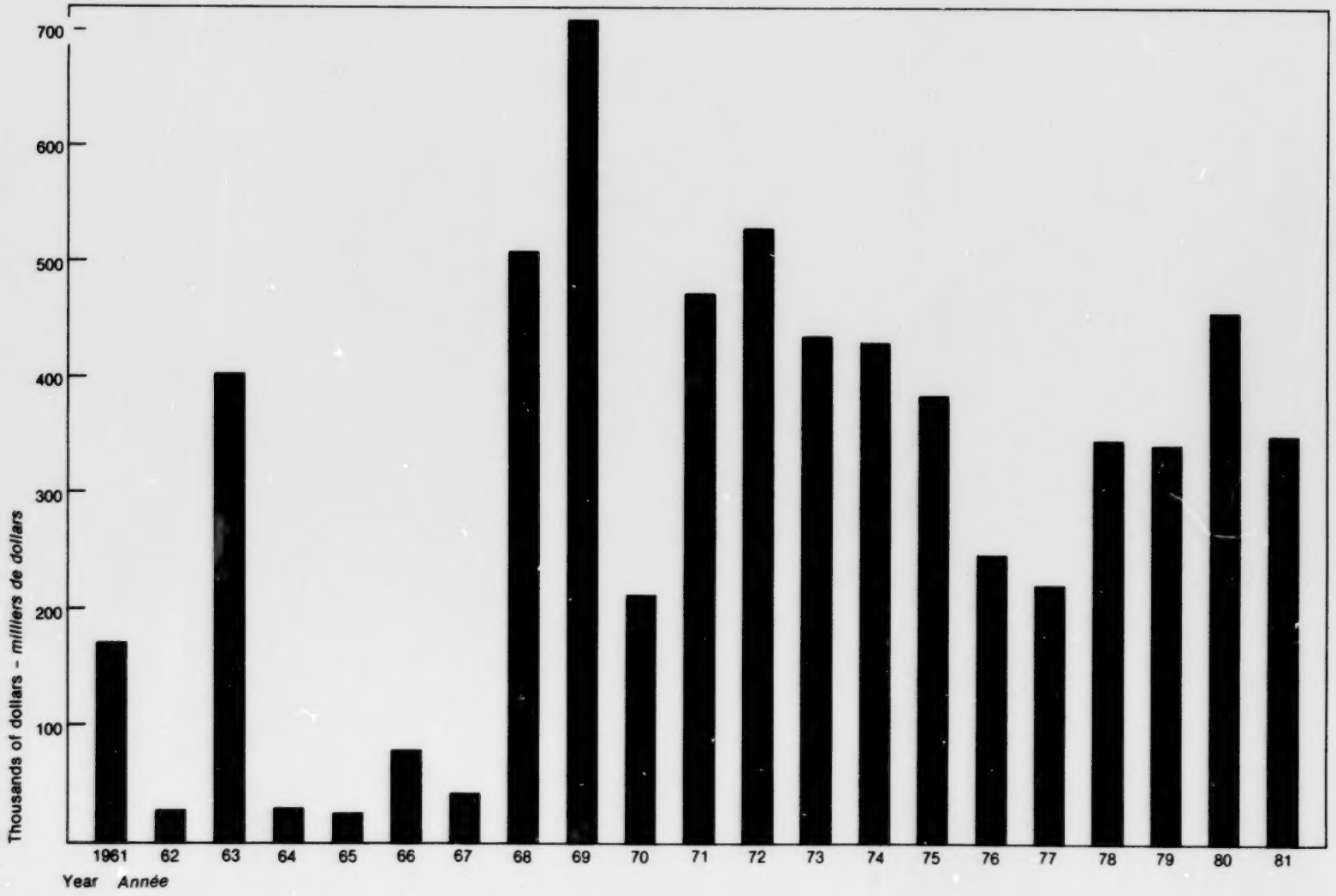

Thousands of dollars - milliers de dollars
700
600
500
400
300
200
100
1961
62
63
64
65
66
67
68
69
70
71
72
73
74
75
76
77
78
79
80
81
Year Année

Table II-3
Tableau II-3

Revenue by Fiscal Year[1] 1955-1961 Yukon and Northwest Territories
Revenu pour l'année financière[1] au Yukon et dans les Territoires du Nord-Ouest, de 1955 à 1961

	Fees, Forfeitures, Rentals, Sale of Maps *Droits, confiscations, loyers, ventes de cartes*	Cash Bonus[2] *Suppléments[2] en espèces*	Royalties[3] *Redevances[3]*	Yukon Territory *Yukon*	Total *Total*	Northwest Territories *Territoires du Nord-Ouest*
1955-56	139 547.56	94 490.85	335 637.24	875.00		568 800.65
1956-57	80 278.10	403 501.69	159 337.85	66 487.72		576 629.92
1957-58	226 952.66	651 290.22	36 432.09	92 208.62		822 466.35
1958-59	479 428.66	7 469 215.58	234 001.65	1 548 315.14		6 634 330.75
1959-60	160 602.38	2 631 065.42	234 315.00	39 878.18		2 986 104.62
1960-61	435 869.11	1 230 861.09	175 981.00	5 913.91		1 836 797.29

[1] Breakdown of revenue not available by calendar year prior to 1961.
[2] Accurate breakdown of cash bonus revenue by Territory not available prior to 1961.
[3] Royalties are for Norman Wells, N.W.T. only.

[1] *Il n'existe aucune répartition de revenu pour une année civile, antérieurement à 1961.*
[2] *Dans chaque territoire, il n'existe pas de répartition précise du revenue de suppléments en espèces, antérieurement à 1961.*
[3] *Les redevances ne concernent que les travaux exécutés à Norman Wells (T.N.-O.).*

Figure II-3
Revenue by Calendar Year for the Yukon and Northwest Territories 1951-1981*
(as of Dec. 31 of each year)
Recettes par année civile, pour le Yukon et les territoires du Nord-Ouest, de 1951 à 1981*
(au 31 déc. de chaque année)

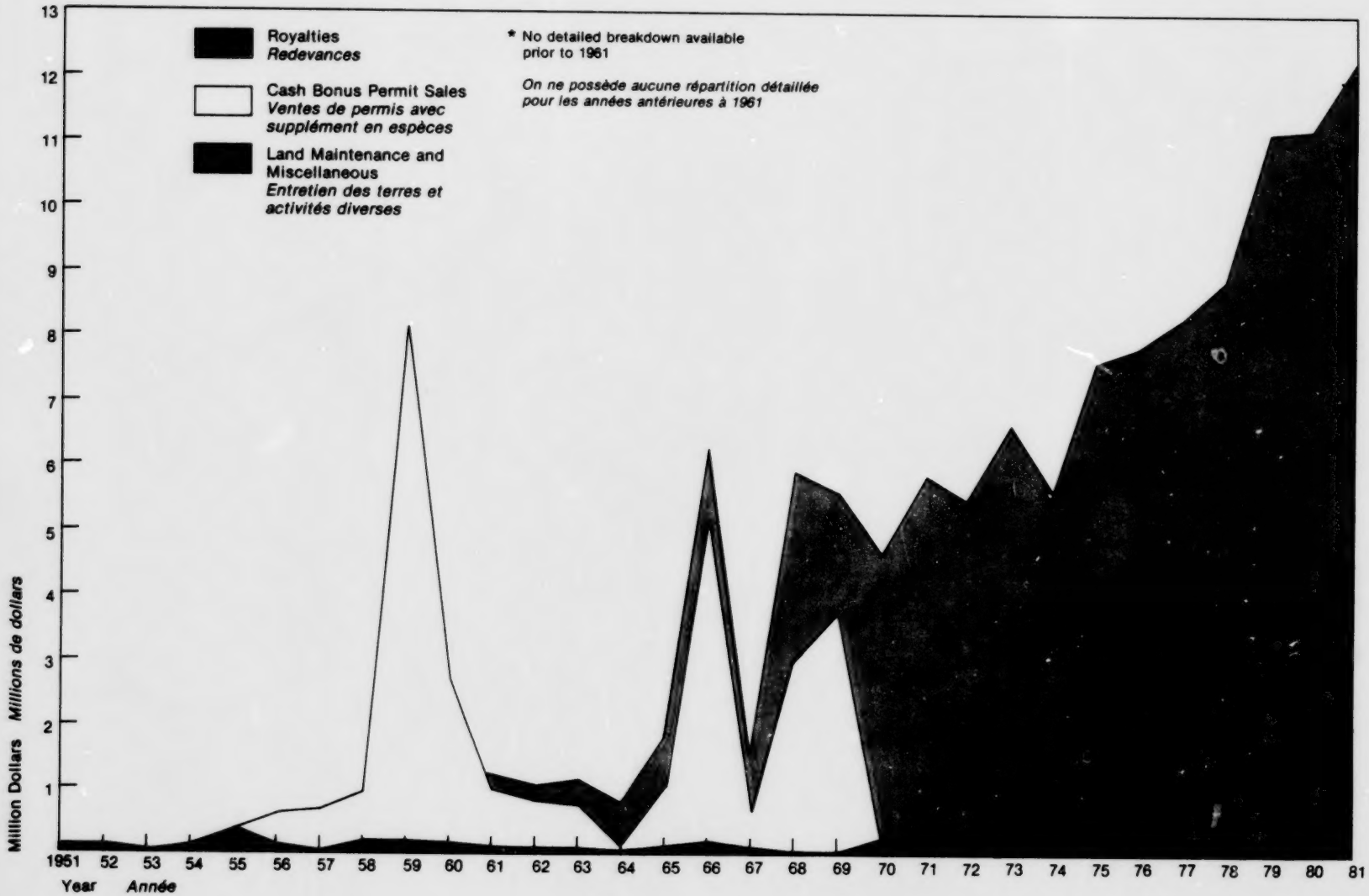


Table II-4
Tableau II-4

Gross Revenue, Oil and Gas (Fiscal Year) 1960-61 to 1981-1982
Recettes brutes provenant de l'exploitation du pétrole et du gaz naturel — 1960-61 à 1981-1982 (années financières)
Northwest Territories
Territoires du Nord-Ouest

Year *Année*	Licence Fee *Droits de licence*	Exploration Rights Fee *Droits d'exploration*	Transfer Fee *Droits de cession*	Lease Fee *Droits de baux*	Rentals *Loyers*	Royalties *Redevances*	Forfeiture *Confiscations*	Cash Bonus *Suppléments en espèces*	Misc. *Divers*	TOTAL *TOTAL*
1960-61	2 150.00	239 750.00	15 650.00		33 417.22	235 829.18	77 548.35	1 232 452.54		1 836 797.29
1961-62	1 125.00	88 250.00	13 800.00		54 279.91	119 363.00	100 111.98	729 980.53		1 106 910.42
1962-63	1 600.00	71 000.00	8 375.00		95 791.55	164 287.00	56 457.32	452 448.01		849 958.88
1963-64	1 950.00	183 250.00	7 550.00	40.00	157 519.99	69 882.00	18 288.12	334 395.06	1 023.00	773 896.17
1964-65	1 250.00	551 500.00	7 125.00	30.00	99 977.08	51 258.00	42 822.74	97 911.25	874.00	852 748.07
1965-66	1 425.00	344 000.00	7 850.00	1 050.00	350 130.08	178 878.00	69 952.16	5 298 589.01	674.30	6 252 543.55
1966-67	1 525.00	167 463.15	14 425.00	250.00	500 861.00	213 571.00	94 234.84	687 021.89	925.50	1 680 277.46
1967-68	2 148.00	112 000.00	7 465.00	1 830.00	815 186.24	106 229.00	36 336.07	825 045.35	1 109.86	1 902 349.52
1968-69	2 675.00	932 750.00	49 715.00	1 090.00	1 576 734.76	35 092.00	374 468.96	5 574 369.85	1 966.60	8 548 862.17
1969-70	3 800.00	391 692.70	59 080.00	2 240.00	2 093 730.05	19 630.00	19 852.44		2 296.10	2 592 321.29
1970-71	5 800.00	101 508.60	60 921.52	1 450.00	3 396 332.82	244 072.00	729 500.39		1 930.17	4 541 515.00
1971-72	5 550.00	400 000.00	52 105.00	1 110.00	4 182 655.72[1]	394 083.00	476 328.66		1 848.71	5 513 681.09
1972-73	2 550.00	234 500.00	41 965.00	3 200.00	4 493 538.70[2]	264 805.00	384 624.03		553.27	5 425 736.00
1973-74	4 100.00	189 500.00	19 440.00	2 170.00	4 808 931.18[1]	729 372.07	188 606.71	—	5 022.14	5 947 142.10
1974-75	3 125.00	31 220.00	41 680.00	4 810.00	3 899 447.35[2]	1 283 911.85	147 713.98	—	2 290.53	5 414 198.17
1975-76	1 320.00	—	8 955.00	4 040.00	3 718 493.34	4 352 171.61	165 716.01	—	1 438.75	8 252 134.71
1976-77	3 450.00	—	14 870.00	3 960.00	4 343 465.73	4 672 663.83	142 315.07	—	5 138.65	9 185 863.28
1977-78	825.00	—	15 670.00	6 490.00	3 488 769.99	4 624 080.66	105 853.49	—	2 811.20	8 244 500.34
1978-79	1 125.00	—	25 620.00	2 730.00	5 196 829.46	4 231 446.53	285 579.70	—	3 947.15	9 747 277.84
1979-80	400.00	1 500.00[3]	15 130.00	1 228.50	4 998 883.82	4 491 795.94	40 300.60	—	22.00	9 550 260.86
1980-81	425.00	250.00[3]	44 295.00	6 220.00	6 413 973.26	5 187 176.06	—	—	78.96	11 652 418.28
1981-82	25.00	2 250.00[3]	15 100.00	250.00	6 843 526.24	3 863 929.49	80 106.00	—	—	10 805 186.73

[1] Permit Renewals (Rental) — Special ($1 283 214.50)
[2] Permit Renewals (Rental) — Special ($34 574.00)
[3] Exploration Agreement Fee

[1] *Loyers de permis — Renouvellements spéciaux (1 283 214,50$)*
[2] *Loyers de permis — Renouvellements spéciaux (34 574,00$)*
[3] *Droits d'exploration*

Table II-5
Tableau II-5

Gross Revenue, Oil and Gas (Fiscal Year) 1960-61 to 1981-1982
Recettes brutes provenant de l'exploitation du pétrole et du gaz naturel — 1960-61 à 1981-1982 (années financières)
Yukon Territory
Yukon

Year / *Année*	Licence Fee / *Droits de licence*	Exploration Rights Fee / *Droits d'exploration*	Transfer Fee / *Droits de cession*	Lease Fee / *Droits de baux*	Rentals / *Loyers*	Royalties / *Redevances*	Forfeiture / *Confiscations*	Cash Bonus / *Suppléments en espèces*	Misc. / *Divers*	TOTAL / *TOTAL*
1960-61	525.00	—	5 371.21	—	—	—	—	19.70	—	5 915.91
1961-62	—	4 500.00	—	—	—	—	88.33	171 626.23	—	176 214.56
1962-63	—	18 500.00	—	—	—	—	4 275.25	4 239.55	—	27 014.80
1963-64	—	23 500.00	—	30.00	6 610.00	—	—	383 461.21	—	413 601.21
1964-65	25.00	12 250.00	—	—	13 220.00	—	—	—	—	25 495.00
1965-66	—	—	—	—	13 220.00	—	6 529.89	—	—	19 749.89
1966-67	—	19 250.00	225.00	—	25 865.00	—	46 758.05	—	—	92 098.05
1967-68	—	9 750.00	—	70.00	11 888.25	—	139 834.86	23 526.71	—	185 069.82
1968-69	—	82 000.00	875.00	330.00	27 939.25	—	7 845.00	936 520.37	—	1 055 516.52
1969-70	—	10 250.00	—	—	30 749.50	—	—	—	—	40 999.50
1970-71	—	4 750.00	25.00	190.00	364 604.75	—	41 306.56	—	—	410 876.31
1971-72	—	—	410.00	85.00	120 688.25[4]	11 036.23	—	—	—	132 219.48
1972-73	—	750.00	—	2 950.00	458 756.50	25 750.74	—	—	—	488 207.24
1973-74	—	3 500.00	—	—	357 644.38	14 073.52	—	—	—	375 217.90
1974-75	—	—	75.00	180.00	400 627.00	55 064.20	—	—	—	455 946.20
1975-76	—	—	3 635.00	90.00	184 243.25	195 397.97	—	—	—	383 366.22
1976-77	—	—	1 095.00	80.00	130 779.75	122 435.71	—	—	—	254 390.46
1977-78	—	—	—	140.00	230 641.15	29 216.00	1 845.62	—	—	261 842.77
1978-79	—	—	230.00	420.00	299 291.90	4 514.52	—	—	—	304 456.42
1979-80	—	—	115.00	40.00	392 012.28	94 428.24	—	—	—	486 595.52
1980-81	—	—	2 865.00	50.00	349 327.00	18 325.85	—	—	—	370 567.85
1981-82	—	—	50.00	250.00	295 932.25	—	—	—	—	296 232.25

[4] Permit Renewals (Rental) — Special ($00,000.00)

[4] *Renouvellables de permis (loyer) — Cas spéciaux (00 000,00$)*

Table II-6
Tableau II-6

Royalties 1950-1981
Redevances, de 1950 à 1981

	Northwest Territories *Territoires du Nord-Ouest*			Yukon Territory *Yukon*	
	Norman Wells	Pointed Mountain	Kotaneelee	Beaver River	Total
1950	105,235.28	—	—	—	105,235.28
1951	99,834.51	—	—	—	99,834.51
1952	104,696.07	—	—	—	104,696.07
1953	45,913.83	—	—	—	45,913.83
1954	99,074.94	—	—	—	99,074.94
1955	335,637.24	—	—	—	335,637.24
1956	159,337.85	—	—	—	159,337.85
1957	36,432.09	—	—	—	36,432.09
1958	234,001.65	—	—	—	234,001.65
1959	234,315.00	—	—	—	234,315.00
1960	175,981.00	—	—	—	175,981.00
1961	92,768.00	—	—	—	92,768.00
1962	113,329.00	—	—	—	113,329.00
1963	69,882.00	—	—	—	69,882.00
1964	51,258.00	—	—	—	51,258.00
1965	178,878.00	—	—	—	178,878.00
1966	213,571.00	—	—	—	213,571.00
1967	106,229.00	—	—	—	106,229.00
1968	35,641.00	—	—	—	35,641.00
1969	19,630.00	—	—	—	19,630.00
1970	244,072.00	—	—	—	244,072.00
1971	397,443.00	—	—	4,660.40	402,103.40
1972	99,461.00	67,454.71	—	27,731.85	194,647.56
1973	571,405.00	217,348.89	—	46,807.65	835,561.54
1974	994,978.00	248,973.79	—	71,171.76	1,315,123.45
1975	1,448,636.00	1,848,975.46	—	248,676.44	3,546,287.80
1976	1,084,721.00	3,611,542.80	—	393,137.65	5,089,401.45
1977	1,205,504.00	3,759,435.78	—	450,316.62	5,415,256.30
1978	1,139,805.00	3,423,285.21	—	—	4,563,090.21
1979	262,171.00	4,429,608.80	27,124.80	—	4,718,904.60
1980	375,704.00	4,894,251.90	60,662.09	—	5,330,617.90
1981	147,867.00	4,402,652.48	—	—	4,550,519.40

Section III Exploration and Development Statistics
Section III Statistiques sur l'exploration et l'exploitation

Table III-1
Tableau III-1

Industry Expenditures on Oil and Gas Exploration and Development 1920-1981
Dépenses industrielles d'exploration et d'exploitation pétrolières et gazières, de 1920 à 1981

Expenditures Submitted for Work Credits
Dépenses présentées pour l'obtention de crédits en travaux

Year / *Année*	Geology / *Travaux géologiques*	Geophysical / *Travaux géophysiques*	Structure Test Drilling / *Forage d'essai de structures*	Exploratory and Development Well Drilling / *Forage de puits d'exploration et d'exploitation*	Exploration Research / *Recherche de prospection*	Total Expenditures Submitted for Work Credits / *Dépenses totales présentées pour l'obtention de crédits en travaux*
Prior to/*Avant*	N/A	S.O.	$383 000.00	$21 736.00	$4 377 037	N/A SO	$ 4 781 773
1951	$19 127.68	—	—	$32 047	—	51 175
1952	$100 443.63	$51 575.98	—	$733 821	—	885 841
1953	$497 860.14	$1 058 319.51	$28 682.43	$329 248	—	1 914 110
1954	$724 394.94	$675 990.46	—	$837 803	—	2 238 188
1955	$124 804.57	$1 547 744.90	$141 653.56	$486 389	—	2 300 592
1956	$30 653.69	$1 575 862.38	$19 412.46	$739 390	—	2 365 319
1957	$748 838.25	$997 931.46	$218 228.01	$3 019 525	—	4 984 523
1958	$2 115 634.53	$2 065 192.92	$196 750.21	$830 279	—	5 207 857
1959	$2 847 685.68	$1 688 805.97	$9 967.18	$1 730 215	$26 342.31	6 303 016
1960	$2 345 697.45	$4 515 087.22	$263 200.65	$9 326 949	$3 661.14	16 454 595
1961	$3 244 941.01	$5 129 242.00	—	$4 020 505	—	12 394 688
1962	$1 985 314.29	$3 398 621.98	—	$4 168 315	$7 166.55	9 559 418
1963	$1 661 983.18	$7 903 756.83	—	$9 973 238	—	19 538 978
1964	$2 029 359.76	$6 264 352.29	—	$12 032 980	—	20 326 692
1965	$1 834 865.79	$5 906 404.86	—	$11 727 263	$5 765.00	19 474 298
1966	$1 546 733.23	$7 780 216.95	$60 283.85	$10 559 074	$167 003.27	20 113 311
1967	$2 410 892.19	$9 838 177.49	$123 302.34	$10 636 278	$116 678.50	23 125 329
1968	$3 888 279.44	$26 668 127.92	$429 795.25	$8 262 776	$696 325.76	36 445 304
1969	$3 681 887.20	$44 465 199.78	$124 869.09	$40 948 779	$996 513.79	90 217 249
1970	$5 766 068.54	$61 533 072.01	—	$55 830 376	$1 043 452.36	124 172 969
1971	$4 863 506.88	$68 751 478.07	$16 696.00	$81 202 078	$3 760 993.33	158 594 752
1972	$4 142 356.80	$86 041 927.95	$338 328.00	$122 973 479	$2 634 930.56	216 131 022
1973	$2 925 815.63	$69 222 132.62	$1 866 078.99	$185 299 306	$7 496 454.12	266 809 787
1974	$1 804 493.08	$69 680 528.61	$289 341.00	$175 960 578	$4 974 182.70	252 709 123
1975	$1 269 805.45	$65 804 187.88	—	$171 634 965	$5 341 291.98	244 050 250
1976	$896 252.98	$63 907 355.06	—	$222 915 587	$20 464 522.10	308 183 717
1977	$159 059.68	$19 525 509.80	—	$244 228 576	$18 866 218.13	282 779 364
1978	$310 690.25	$26 424 319.04	—	$424 176 930	$1 819 862.00	452 731 801
1979	$44 900.00	$16 078 476.65	—	$389 119 811	$1 390 539.00	406 633 727
1980	$33 157.00	$20 036 773.09	—	$174 753 882	$51 894.00	194 875 706
1981	—	$8 548 105.20	—	$521 395 000	—	529 943 105

Figure III-1
Industry Expenditures on Oil and Gas Exploration and Development
1921-1981
Expenditures Submitted for Work Credits
Dépenses industrielles en exploration et exploitation pétrolières et gazières
1921-1981
Dépenses déclarées pour obtention de crédits pour travaux

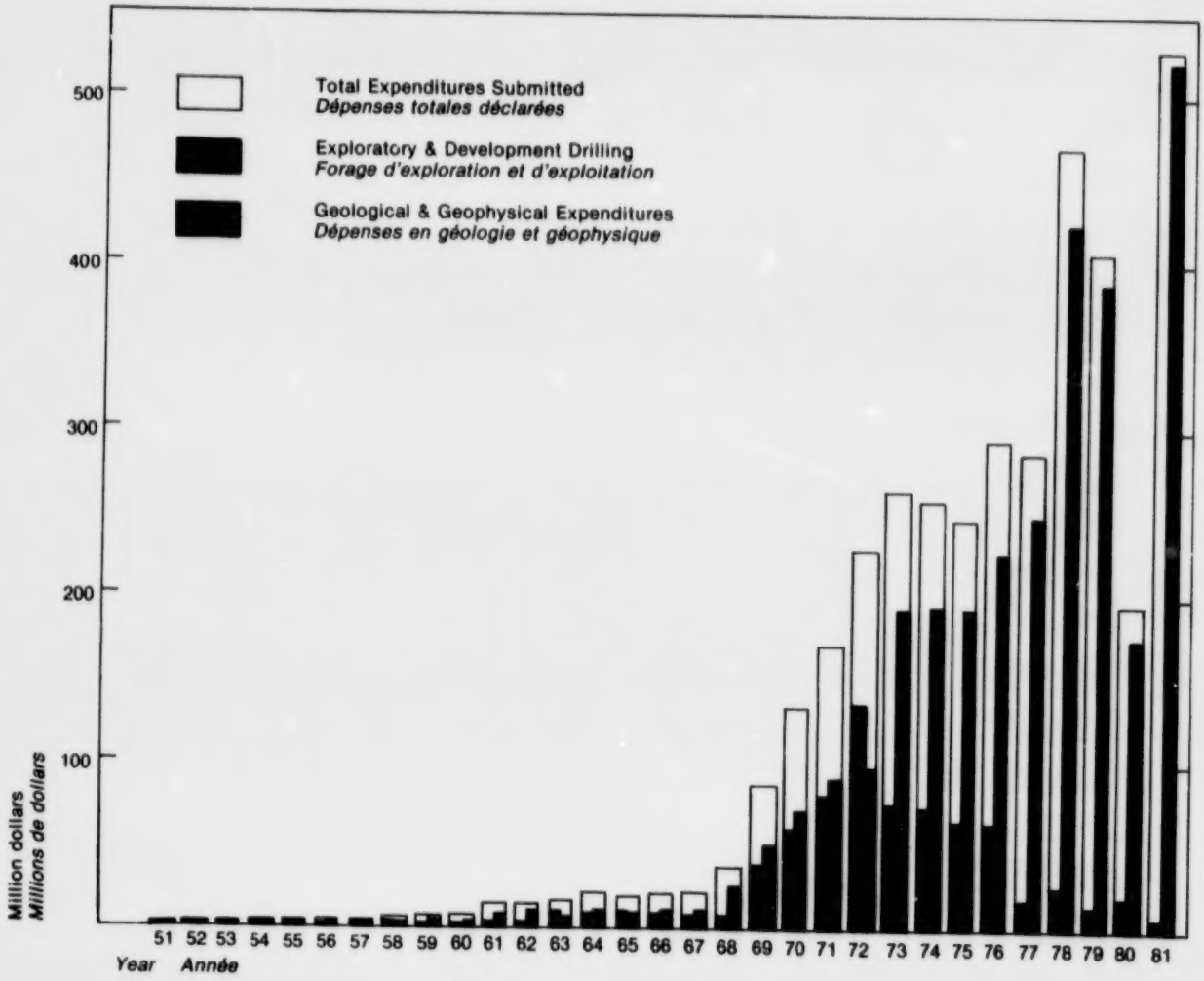


Table III-2
Tableau III-2

Geological and Geophysical Expenditures by Area 1920-1981
Dépenses géologiques et géophysiques pour chaque région, de 1920-1981

	Geology *Travaux géologiques*	Geophysical *Travaux géophysiques* Land *Terrestres*	Geophysical *Travaux géophysiques* Marine *Maritimes*	Exploration Research *Recherche de prospection*	Total *Total*
Yukon Territory *Yukon*	$10 456 895	$ 34 075 190	$ 95 110	$ 70 186	$ 44 697 381
N.W.T. — Mainland *T.N.-O. — Terre ferme*	15 189 525	170 950 750	1 931 004	91 920	188 163 197
N.W.T. — Mackenzie Delta *T.N.-O. — Delta du Mackenzie*	4 140 422	137 111 797	2 376 384	1 210 364	144 838 967
Beaufort Sea *Mer de Beaufort*	625 378	5 752 470	45 997 894	13 876 554	66 252 295
N.W.T. — Arctic Islands *T.N.-O. — Iles arctiques*	21 339 563	226 923 265	36 287 069	28 525 123	313 075 022
Baffin Bay — Davis Strait *Baie Baffin — Détroit de Davis*	981 203	551 225	45 211 662	22 227 978	68 972 068
Undivided *Région non visée dans la Division*	1 346 109	N/A S.O.	N/A S.O.	3 861 813	5 207 922

Figure III-2
Exploration Expenditures North of 60° Relative to Total Exploration Expenditures in Canada
Dépenses d'exploration engagées au nord de 60° par rapport aux dépenses totales d'exploration engagées au Canada

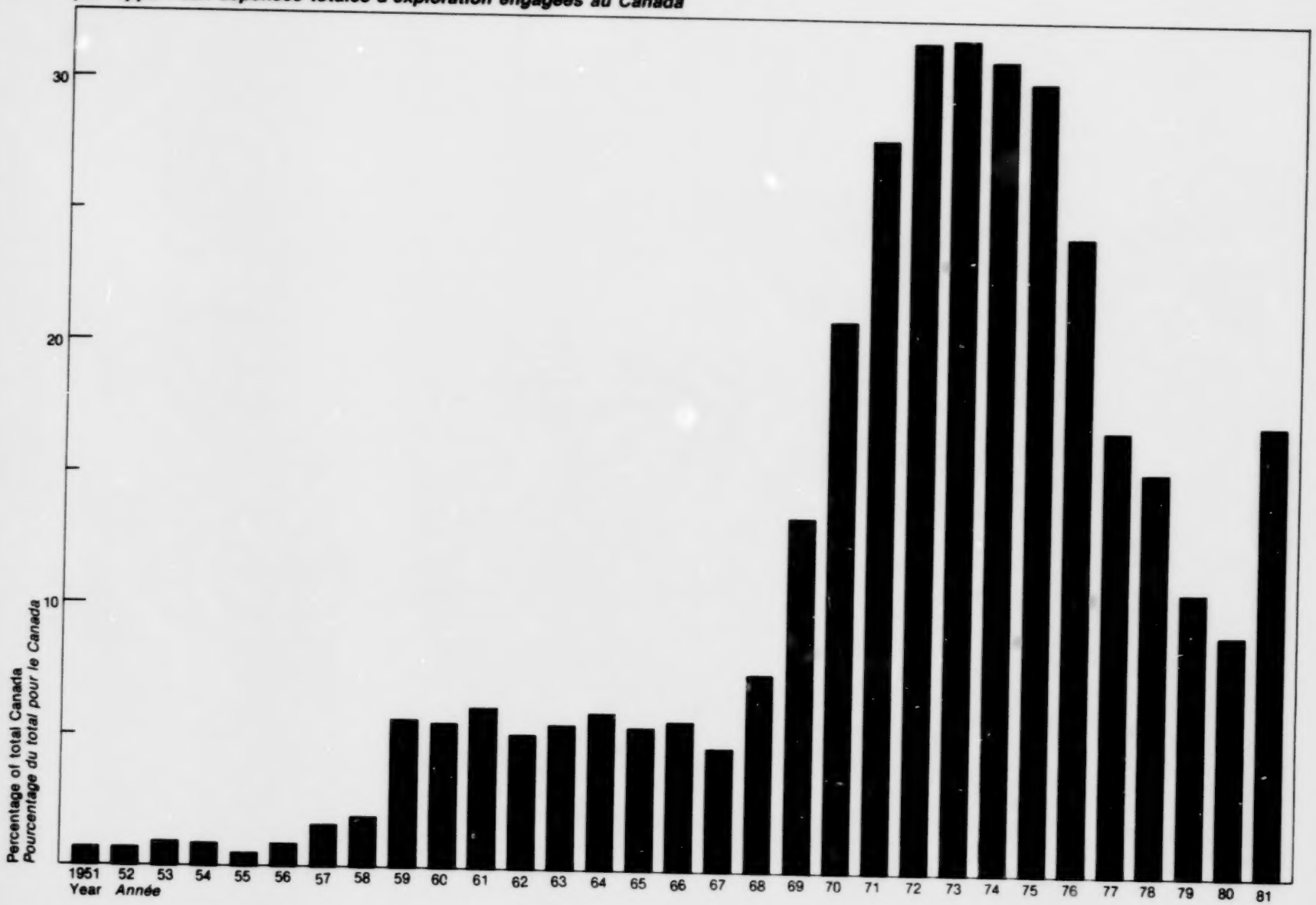


Table III-3
Tableau III-3

Geological and Geophysical Expenditures by Year 1920-1981
Dépenses géologiques et géophysiques annuelles, de 1920-1981

Year *Année*	Geology *Travaux géologiques*	Geophysical *Travaux géophysiques* Land *Terrestres*	Geophysical *Travaux géophysiques* Marine *Maritimes*	Exploration Research *Recherche de prospection*	Total Expenditures Submitted for Work Credits *Dépenses totales présentées pour l'obtention de crédits en travaux*
Prior to *Avant* 1951	$23 592.13	$179 484.56	Nil *Néant*	Nil *Néant*	$224 812.77
1951	$19 127.68	Nil *Néant*	Nil *Néant*	Nil *Néant*	$19 127.68
1952	$100 443.63	$51 575 98	Nil *Néant*	Nil *Néant*	$152 019.61
1953	$497 860.14	$1 058 319.51	Nil *Néant*	Nil *Néant*	$1 584 862.08
1954	$724 394.94	$675 990.46	Nil *Néant*	Nil *Néant*	$1 400 385.40
1955	$124 804.57	$1 547 744.90	Nil *Néant*	Nil *Néant*	$1 814 203.03
1956	$30 653.69	$1 575 862.38	Nil *Néant*	Nil *Néant*	$1 625 928.53
1957	$748 838.25	$997 931.46	Nil *Néant*	Nil *Néant*	$1 964 997.72
1958	$2 115 634.53	$2 065 192.92	Nil *Néant*	Nil *Néant*	$4 377 577.66
1959	$2 847 685.68	$1 688 805.97	Nil *Néant*	Nil *Néant*	$4 546 458.83
1960	$2 345 697.45	$3 951 007.16	$564 080.06	$26 342.31	$7 150 327.63
1961	$3 244 941.01	$4 927 580.51	$201 661.49	$3 661.14	$8 377 844.15
1962	$1 985 314.29	$3 379 004.49	$19 617.49	Nil *Néant*	$5 383 936.27
1963	$1 661 983.18	$7 903 756.83	Nil *Néant*	$7 166.55	$9 572 906.56
1964	$2 029 359.76	$6 105 555.60	$158 796.69	Nil *Néant*	$8 293 712.05
1965	$1 834 865.79	$5 809 092.40	$97 312.46	Nil *Néant*	$7 741 270.65
1966	$1 546 733.23	$7 695 645.04	$84 571.91	$5 765.00	$9 392 999.03
1967	$2 410 892.19	$9 838 177.49	Nil *Néant*	$167 003.27	$12 539 375.29
1968	$3 888 279.44	$23 387 757.56	$3 280 370.36	$116 678.50	$31 102 881.11
1969	$3 681 887.20	$41 712 641.47	$2 752 558.31	$696 325.76	$48 968 281.83
1970	$5 766 068.54	$52 206 394.68	$9 326 677.33	$996 513.79	$68 295 654.34
1971	$4 863 506.88	$57 222 622.83	$11 528 855.24	$1 043 452.36	$74 675 133.31
1972	$4 142 356.80	$71 446 052.09	$14 589 192.09	$3 760 993.33	$94 283 606.08
1973	$2 925 815.63	$57 608 892.09	$11 613 240.53	$2 634 930.56	$76 648 957.80
1974	$1 804 493.08	$60 246 747.41	$9 375 747.20	$7 496 454.12	$79 270 816.81
1975	$1 269 805.45	$48 862 942.73	$16 336 765.15	$4 974 182.70	$72 048 176.03
1976	$896 252.98	$41 899 052.88	$22 006 067.77	$5 341 291.98	$70 144 900.02
1977	$159 059.68	$12 231 893.75	$7 247 292.05	$20 464 522.10	$40 149 091.58
1978	$310 690.25	$19 575 846.93	$6 848 472.11	$18 866 218.13	$45 601 227.42
1979	$44 900.00	$5 627 161.30	$10 451 315.35	$1 819 862.00	$17 943 238.65
1980	$33 157.00	$14 620 243.63	$5 416 529.46	$1 390 539.00	$21 460 469.09
1981	Nil *Néant*	$8 548 105.20	Nil *Néant*	$51 894.00	$8 599 999.20
				Total	$835 355 178.21

[1] Breakdown of costs relative to type of Geological or Geophysical work not available.
[2] Interim Expenditures submitted for work credits.

[1] *Il n'existe pas de répartition des dépenses, selon qu'il s'agit de travaux géologiques ou géophysiques.*
[2] *Chiffre provisoire des dépenses présentées pour l'obtention de crédits en travaux.*

Figure III-3
Drilling Expenditures 1920-1981
Dépenses de forage 1920-1981

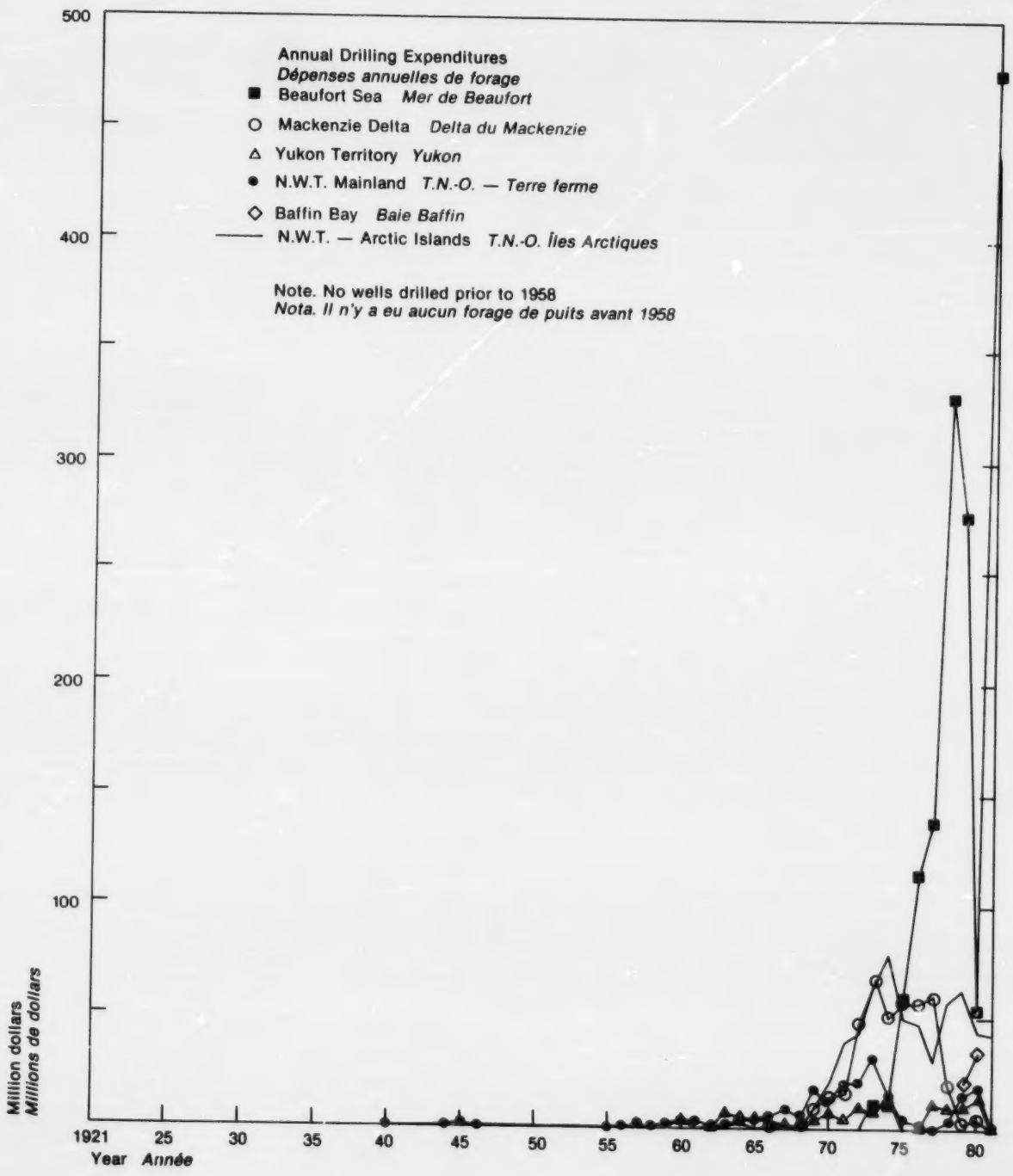


Table III-4
Tableau III-4

Net Cash Expenditures of the Petroleum Industry, 1951-1981
Million Dollars
Dépenses nettes en espèces de l'industrie pétrolière, 1951-1981
Million de dollars

Territories & Arctic Islands ***Territoires & Îles Arctiques***	**1951**	**1952**	**1953**	**1954**	**1955**	**1956**	**1957**	**1958**	**1959**	**1960**	**1961**	**1962**
1. Exploration — ***Exploration —***												
(a) Geological & Geophysical *(a) Travaux géologiques et géophysiques*	.1	.8	1.5	1.1	.9	1.5	1.3	2.7	4.5	6.2	9.0	6.0
(b) Drilling *(b) Forage*	—	.1	—	.4	—	—	2.1	.7	2.4	4.9	4.0	5.3
(c) Land acquisitions & rentals *(c) Acquisitions de terres et loyers*	.8	.3	—	.3	.1	.3	.5	1.0	8.3	2.5	1.9	0.8
(d) Other *(d) Autres dépenses*	—	.1	.1	.2	.2	.4	.5	.6	1.6	.9	.9	1.0
	.9	1.3	1.6	2.0	1.2	2.2	4.4	5.0	16.8	14.5	15.8	13.1
2. Development — ***Développement —***												
(a) Drilling *(a) Forage*	—	—	—	—	—	.3	—	—	—	—	—	—
(b) Field equipment *(b) Matériel local*	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
(c) Secondary recovery & pressure maintenance *(c) Récupération secondaire et maintien de la pression*	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
(d) Natural gas plants *(d) Installations de gaz naturel*	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
(e) Other *(e) Autres dépenses*	—	—	—	—	.1	.1	.7	.2	.1	.5	—	.2
	—	—	—	—	.1	.4	.7	.2	.1	.5	—	.2
3. Operating — ***Exploitation —***												
(a) Wells including flow lines and related facilities *(a) Puits, y compris les conduites d'écoulement et les installations connexes*	.1	.1	.1	.1	.1	.2	.2	.3	.2	.2	.5	.5
(b) Natural gas plants *(b) Installations de gaz naturel*	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
(c) Taxes (excluding income tax) *(c) Impôts (à l'exclusion de l'impôt sur le revenu)*	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
(d) Other *(d) Autres dépenses*	—	—	—	—	—	—	—	.1	.2	.3	.1	.1
	.1	.1	.1	.1	.1	.2	.2	.4	.4	.5	.6	.6
4. Royalties — ***Redevances —***	—	—	—	—	.1	—	—	—	—	—	.2	.2
Total Expenditures ***Dépenses totales***	**1.0**	**1.4**	**1.7**	**2.1**	**1.5**	**2.8**	**5.3**	**5.6**	**17.3**	**15.5**	**16.6**	**14.1**

Note: No Expenditures prior to 1951 available.

Table III-4 (cont'd)
Tableau III-4 (suite)

Territories & Arctic Islands ***Territoires & Îles Arctiques***	**1963**	**1964**	**1965**	**1966**	**1967**	**1968**	**1969**	**1970**	**1971**	**1972**	**1973**	**1974**
1. Exploration — ***Exploration —***												
(a) Geological & Geophysical *(a) Travaux géologiques et géophysiques*	6.5	9.0	8.1	5.8	10.9	24.0	37.9	57.7	80.4	84.2	92.3	86.7
(b) Drilling *(b) Forage*	6.5	9.3	13.1	10.5	7.4	8.8	32.8	45.3	80.5	135.0	158.8	191.9
(c) Land acquisitions & rentals *(c) Acquisitions de terres et loyers*	0.6	0.6	1.5	7.8	4.8	5.8	5.9	4.4	4.4	5.5	5.3	4.6
(d) Other *(d) Autres dépenses*	1.2	0.8	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
	14.8	19.7	22.7	24.1	23.1	38.6	76.6	107.4	165.3	224.7	256.4	283.2
2. Development — ***Développement —***												
(a) Drilling *(a) Forage*	—	—	—	—	—	2.8	5.6	0.5	1.1	1.8	5.6	8.6
(b) Field equipment *(b) Matériel local*	—	0.2	—	0.3	—	0.2	0.2	0.6	3.6	5.2	1.3	2.4
(c) Secondary recovery & pressure maintenance *(c) Récupération secondaire et maintien de la pression*	—	—	—	—	—	0.4	0.1	—	—	—	..	..
(d) Natural gas plants *(d) Installations de gaz naturel*	—	—	—	—	—	—	—	—	—	3.7	..	—
(e) Other *(e) Autres dépenses*	—	0.3	0.2	—	0.2	2.2	3.1	4.0	2.4	8.8	7.3	5.0
	—	0.5	0.2	0.3	0.2	5.6	9.0	5.1	7.1	19.5	14.2	16.0
3. Operating — ***Exploitation —***												
(a) Wells including flow lines and related facilities *(a) Puits, y compris les conduites d'écoulement et les installations connexes*	0.5	0.3	0.2	0.3	0.4	0.3	0.6	1.0	1.8	2.7	1.9	2.0
(b) Natural gas plants *(b) Installations de gaz naturel*	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.1	0.4	0.3
(c) Taxes (excluding income tax) *(c) Impôts (à l'exclusion de l'impôt sur le revenu)*	—	—	—	—	—	—	—	—	—	0.1	..	0.1
(d) Other *(d) Autres dépenses*	1.0	0.1	—	0.2	0.5	0.8	1.0	1.6	0.2	0.4	0.3	0.3
	1.5	0.4	0.2	0.5	0.9	1.1	1.6	2.6	2.0	3.3	2.6	2.7
4. Royalties — ***Redevances —***	0.2	0.1	0.2	0.2	0.2	0.1	—	0.2	0.3	0.2	0.8	1.2
Total Expenditures ***Dépenses totales***	**16.5**	**20.7**	**23.3**	**25.1**	**24.4**	**45.4**	**87.2**	**115.3**	**174.7**	**247.7**	**274.0**	**303.1**
Interest Expense (not included above) ***Dépense d'intérêt (non inclue ci-haut)***	—	—	—	—	—	—	—	—	0.6	0.1	0.1	—

Note: No Expenditures prior to 1951 available.

Table III-4 (cont'd)
Tableau III-4 (suite)

Territories & Arctic Islands *Territoires & Îles Arctiques*	1975	1976	1977	1978	1979	1980	1981	Cum 51-81
1. Exploration — ***Exploration —*** (a) Geological & Geophysical *(a) Travaux géologiques et géophysiques*	102.1	81.9	56.0	42.1	30.4	41.5	56.8	949.9
(b) Drilling *(b) Forage*	165.4	200.5	277.9	374.0	373.5	407.3	682.5	3 200.9
(c) Land acquisitions & rentals *(c) Acquisitions de terres et loyers*	4.2	3.3	3.7	4.9	6.1	6.9	7.5	104.6
(d) Other *(d) Autres dépenses*	—	—	—	—	—	—	—	8.5
	271.7	285.7	337.6	421.0	410.0	455.7	746.8	4 263.9
2. Development — ***Développement —*** (a) Drilling *(a) Forage*	3.7	11.4	7.1	22.4	14.6	37.6	16.3	139.4
(b) Field equipment *(b) Matériel local*	1.4	0.4	8.2	6.2	6.6	54.6	52.1	143.5
(c) Secondary recovery & pressure maintenance *(c) Récupération secondaire et maintien de la pression*	—	—	—	0.1	14.7	11.9	1.6	28.8
(d) Natural gas plants *(d) Installations de gaz naturel*	—	7.9	2.1	5.0	3.1	0.4	0.1	22.3
(e) Other *(e) Autres dépenses*	7.6	0.2	2.5	21.2	5.4	28.8	0.6	101.7
	12.7	19.9	19.9	54.9	44.4	133.3	70.7	435.7
3. Operating — ***Exploitation —*** (a) Wells including flow lines and related facilities *(a) Puits, y compris les conduites d'écoulement et les installations connexes*	2.4	3.0	3.3	2.2	7.0	17.8	13.7	64.0
(b) Natural gas plants *(b) Installations de gaz naturel*	0.4	2.9	1.5	2.1	1.2	1.1	1.3	11.3
(c) Taxes (excluding income tax) *(c) Impôts (à l'exclusion de l'impôt sur le revenu)*	0.1	0.1	0.3	0.2	0.2	0.1	0.2	1.4
(d) Other *(d) Autres dépenses*	0.1	0.4	1.4	3.6	0.2	4.9	10.3	28.1
	3.0	6.4	6.5	8.1	8.6	23.9	25.5	104.8
4. Royalties — ***Redevances —***	3.6	4.8	4.8	4.3	5.2	5.0	4.5	36.4
Total Expenditures ***Dépenses totales***	**291.0**	**316.8**	**368.8**	**488.3**	**468.2**	**617.9**	**847.5**	**4 840.8**
Interest Expense **(Not included above)** ***Dépense d'intérêt*** ***(non inclue ci-haut)***	0.3	1.3	0.1	0.6	0.3	0.6	—	4.0

Note: No Expenditures prior to 1951 available.

Table III-5
Tableau III-5
Annual Drilling Expenditures by Area — Summary 1920-1981
Résumé des dépenses annuelles de forage pour chaque région, de 1920 à 1981

Year *Année*	Northwest Territories Arctic Islands *Territoires du Nord-Ouest Îles arctiques*		Northwest Territories Mainland *Territoires du Nord-Ouest Terre ferme*		Northwest Territories Mackenzie Delta *Territoires du Nord-Ouest Delta du Mackenzie*		Beaufort Sea *Mer de Beaufort*		Baffin Bay — Davis Strait *Baie Baffin — Détroit de Davis*		Yukon Territory *Yukon*		Total *Total*	
	Number of Wells *Nombre de puits*	Expenditures *Dépenses*	Number of Wells *Nombre de puits*	Expenditures *Dépenses*	Number Wells *Nombre de puits*	Expenditures *Dépenses*	Number of Wells *Nombre de puits*	Expenditures *Dépenses*	Number of Wells *Nombre de puits*	Expenditures *Dépenses*	Number of Wells *Nombre de puits*	Expenditures *Dépenses*	Number of Wells *Nombre de puits*	Expenditures *Dépenses*
1921	—	—	2	$ 96 747									2	$ 96 747
1922	—	—	2	114 760									2	114 760
1923	—	—	3	351 408									3	351 408
1924	—	—	1	47 499									1	47 499
1940	—	—	2	138 688									2	138 688
1942	—	—	14	454 819									14	454 819
1943	—	—	17	748 329									17	748 329
1944	—	—	32	1 339 825									32	1 339 825
1945	—	—	18	1 865 218									18	1 865 218
1946	—	—	9	333 647									9	333 647
1947	—	—	1	72 784									1	72 784
1951	—	—	2	32 047									2	32 047
1952	—	—	16	733 821									16	733 821
1953	—	—	9	329 248									9	329 248
1954	—	—	6	837 803									6	837 803
1955	—	—	10	486 389									10	486 389
1956	—	—	8	739 390									8	739 390
1957	—	—	4	751 384							1	$ 2 268 141	5	3 019 525
1958	—	—	8	830 279							—	—	8	830 279
1959	—	—	8	1 730 215							—	—	8	1 730 215
1960	—	—	29	4 652 139	1	$ 577 461					2	4 097 349	32	9 326 949
1961	—	—	14	3 848 876	1	171 629					—	—	15	4 020 505
1962	1	$ 1 932 795	6	1 984 124	2	251 396					—	—	9	4 168 315
1963	1	1 504 087	1	1 122 377	—	—					4	7 346 774	6	9 973 238
1964	1	2 166 078	13	4 199 147	—	—					4	5 667 755	18	12 032 980
1965	—	—	10	5 875 356	—	—					8	5 851 907	18	11 727 263
1966	—	—	24	6 517 110	1	2 059 112					4	1 982 852	29	10 559 074
1967	—	—	32	8 433 235	—	—					4	2 203 043	36	10 636 278
1968	—	—	36	6 619 545	—	—					3	1 643 231	39	8 262 776
1969	3	8 253 491	45	18 116 526	6	9 860 129					3	4 718 633	57	40 948 779
1970	7	20 797 532	50	12 678 523	12	14 004 569					5	8 349 752	74	55 830 376
1971	15	39 431 668	49	20 793 656	10	15 378 928					4	5 597 826	78	81 202 078
1972	20	43 954 945	24	20 248 247	15	47 089 944					11	11 680 343	70	122 973 479
1973	23	64 687 747	26	33 151 407	28	67 373 653	1	$ 10 503 290			5	9 583 209	83	185 299 306
1974	23	79 119 815	12	15 336 569	19	50 890 399	2	13 180 787			4	17 433 008	60	175 960 578
1975	15	51 072 016	5	3 649 476	18	57 839 878	5	59 073 595			—	—	43	171 634 965
1976	12	48 074 449	1	2 536 939	12	57 272 253	6	115 031 946			—	—	31	222 915 587
1977	8	30 938 228	—	—	13	60 671 873	5	139 791 020			2	12 827 455	28	244 228 576
1978	9	58 184 848	2	3 877 642	3	21 239 099	4	330 946 341			1	9 929 000	19	424 178 930
1979	9	62 285 730	11	14 804 993	1	3 233 297	5	276 571 502	1	$ 22 435 988	2	9 788 301	29	389 119 811
1980	5	45 251 068	9	19 985 098	1	6 439 521	2	53 598 790	1	35 532 385	1	13 947 000	19	174 753 882
1981	5	42 065 000	2	2 399 000	—	—	6	476 931 000	—	—	—	—	13	521 395 000
	157	$ 599 719 517	573	$ 222 864 285	143	$ 414 353 141	36	$1 475 628 271	2	$ 57 968 373	68	$ 134 915 579	979	$2 905 449 166

Table III-6
Tableau III-6

Industry Drilling Expenditures on Canada Lands North of 60°
By Well Category 1920-1981
Dépenses industrielles de forage dans les terres du Canada situées au nord du 60e, selon la catégorie de puits, de 1920 à 1981

Northwest Territories *Territoires du Nord-Ouest*	Exploratory Wells *Puits d'exploration*		Development Wells *Puits de développement*		Total *Total*	
Arctic Islands Ice Islands *Îles arctiques* *Plates-formes de glace*	Number of Wells *Nombre de puits*	Expenditures *Dépenses*	Number of Wells *Nombre de puits*	Expenditures *Dépenses*	Number of Wells *Nombre de puits*	Expenditures *Dépenses*
1974	1	$ 3 188 326			1	$ 3 188 326
1975	1	2 681 071			1	2 681 071
1976	4	10 780 853			4	10 780 853
1977	2	4 260 493			2	4 260 493
1978	1	7 128 720	1	$ 9 389 948	2	16 518 668
1979	3	24 430 652			3	24 430 652
1980	3	28 858 197			3	28 858 197
1981	3	28 281 000			3	28 281 000
TOTAL	18	$109 609 312	1	$ 9 389 948	19	$118 999 260
Arctic Islands Onshore *Îles arctiques* *Terre ferme*	Number of Wells *Nombre de puits*	Expenditures *Dépenses*	Number of Wells *Nombre de puits*	Expenditures *Dépenses*	Number of Wells *Nombre de puits*	Expenditures *Dépenses*
1962	1	$ 1 932 795			1	$ 1 932 795
1963	1	1 504 087			1	1 504 087
1964	1	2 166 078			1	2 166 078
1969	3	8 253 491			3	8 253 491
1970	6	19 191 460	1	$ 1 606 072	7	20 797 532
1971	15	39 431 668			15	39 341 668
1972	20	43 954 945			20	43 954 945
1973	23	64 687 747			23	64 687 747
1974	22	75 931 489			22	75 931 489
1975	14	48 390 945			14	48 390 945
1976	8	37 293 596			8	37 293 596
1977	6	26 677 735			6	26 677 735
1978	7	41 666 180			7	41 666 180
1979	6	37 855 078			6	37 855 078
1980	2	16 392 891			2	16 392 891
1981	2	13 784 000			2	13 784 000
TOTAL	137	$479 114 185	1	$ 1 606 072	138	$480 720 257

Industry Drilling Expenditures on Canada Lands North of 60°
By Well Category 1920-1981
Dépenses industrielles de forage dans les terres du Canada situées au nord du 60e, selon la catégorie de puits, de 1920 à 1981

Northwest Territories *Territoires du Nord-Ouest*	Exploratory Wells *Puits d'exploration*		Development Wells *Puits de développement*		Total *Total*	
Mainland *Terre ferme*	Number of Wells *Nombre de puits*	Expenditures *Dépenses*	Number of Wells *Nombre de puits*	Expenditures *Dépenses*	Number of Wells *Nombre de puits*	Expenditures *Dépenses*
1921	2	$ 96 747	—	—	2	$ 96 747
1922	2	114 760	—	—	2	114 760
1923	3	351 408	—	—	3	351 408
1924	—	—	1	$ 47 499	1	47 499
1940	—	—	2	138 688	2	138 688
1942	—	—	14	454 819	14	454 819
1943	6	332 582	11	415 747	17	748 329
1944	5	284 234	27	1 055 591	32	1 339 825
1945	10	1 304 579	8	560 639	18	1 865 218
1946	8	291 094	1	42 533	9	333 647
1947	—	—	1	72 784	1	72 784
1951	2	32 047	—	—	2	32 047
1952	16	733 821	—	—	16	733 821
1953	9	329 248	—	—	9	329 248
1954	6	837 803	—	—	6	837 803
1955	10	486 389	—	—	10	486 389
1956	4	416 031	4	323 359	8	739 390
1957	4	751 384	—	—	4	751 384
1958	8	830 279	—	—	8	830 279
1959	8	1 730 215	—	—	8	1 730 215
1960	29	4 652 139	—	—	29	4 652 139
1961	14	3 848 876	—	—	14	3 848 876
1962	6	1 984 124	—	—	6	1 984 124
1963	1	1 122 377	—	—	1	1 122 377
1964	13	4 199 147	—	—	13	4 199 147
1965	10	5 875 356	—	—	10	5 875 356
1966	24	6 517 110	—	—	24	6 517 110
1967	32	8 433 235	—	—	32	8 433 235
1968	33	6 308 411	3	311 134	36	6 619 545
1969	45	18 116 526	—	—	45	18 116 526
1970	50	12 678 523	—	—	50	12 678 523
1971	49	20 793 656	—	—	49	20 793 656
1972	23	19 818 247	1	430 000	24	20 248 247
1973	25	27 855 133	1	5 296 274	26	33 151 407
1974	11	11 666 259	1	3 670 310	12	15 336 569
1975	5	3 649 476	—	—	5	3 649 476
1976	1	2 536 939	—	—	1	2 536 939
1978	1	1 878 891	1	1 998 751	2	3 877 642
1979	1	559 342	10	14 245 651	11	14 804 993
1980	5	12 496 098	4	7 489 000	9	19 985 098
1981	2	2 399 000	—	—	2	2 399 000
TOTAL	483	$ 186 311 486	90	$ 36 552 799	573	$ 222 864 285

Table III-6 (cont'd)
Tableau III-6 (suite)

Northwest Territories *Territoires du Nord-Ouest*	Exploratory Wells *Puits d'exploration*		Development Wells *Puits de développement*		Total *Total*	
Mackenzie Delta ***Delta du Mackenzie***	**Number of Wells** ***Nombre de puits***	**Expenditures** ***Dépenses***	**Number of Wells** ***Nombre de puits***	**Expenditures** ***Dépenses***	**Number of Wells** ***Nombre de puits***	**Expenditures** ***Dépenses***
1960	1	$ 577 461	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	1	$ 577 461
1961	1	171 629	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	1	171 629
1962	2	251 396	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	2	251 396
1966	1	2 059 112	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	1	2 059 112
1969	6	9 860 129	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	6	9 860 129
1970	12	14 004 569	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	12	14 004 569
1971	10	15 378 928	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	10	15 378 928
1972	15	47 089 944	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	15	47 089 944
1973	28	67 373 653	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	28	67 373 653
1974	19	50 890 399	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	19	50 890 399
1975	18	57 839 878	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	18	57 839 878
1976	12	57 272 253	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	12	57 272 253
1977	13	60 671 873	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	13	60 671 873
1978	3	21 239 099	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	3	21 239 099
1979	1	3 233 297	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	1	3 233 297
1980	1	6 439 521	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	1	6 439 521
TOTAL	143	$ 414 353 141	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	143	$ 414 353 141
Beaufort Sea Artificial Islands ***Mer de Beaufort Îles artificielles***	**Number of Wells** ***Nombre de puits***	**Expenditures** ***Dépenses***	**Number of Wells** ***Nombre de puits***	**Expenditures** ***Dépenses***	**Number of Wells** ***Nombre de puits***	**Expenditures** ***Dépenses***
1973	1	$ 10 503 290	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	1	$ 10 503 290
1974	2	13 180 787	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	2	13 180 787
1975	5	59 073 595	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	5	59 073 595
1976	4	66 187 569	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	4	66 187 569
1977	3	36 974 420	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	3	36 974 420
1978	1	42 523 273	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	1	42 523 273
1979	1	10 380 794	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	1	10 380 794
1980	1	33 691 448	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	1	33 691 448
1981	2	50 047 000	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	2	50 047 000
TOTAL	20	$ 322 562 176	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	20	$ 322 562 176
Beaufort Sea Drillships ***Mer de Beaufort Navires de forages***	**Number of Wells** ***Nombre de puits***	**Expenditures** ***Dépenses***	**Number of Wells** ***Nombre de puits***	**Expenditures** ***Dépenses***	**Number of Wells** ***Nombre de puits***	**Expenditures** ***Dépenses***
1976	2	$ 48 844 377	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	2	$ 48 844 377
1977	2	102 816 600	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	2	102 816 600
1978	3	288 423 068	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	3	288 423 068
1979	4	266 190 708	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	4	266 190 708
1980	1	19 907 342	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	1	19 907 342
1981	4	426 884 000	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	4	426 884 000
TOTAL	16	$ 1 153 066 095	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	16	$ 1 153 066 095

Table III-6 (cont'd)
Tableau III-6 (suite)

Northwest Territories *Territoires du Nord-Ouest*	Exploratory Wells *Puits d'exploration*		Development Wells *Puits de développement*		Total *Total*	
Baffin Bay Davis Strait *Baie Baffin* *Détroit de Davis*	Number of Wells *Nombre de puits*	Expenditures *Dépenses*	Number of Wells *Nombre de puits*	Expenditures *Dépenses*	Number of Wells *Nombre de puits*	Expenditures *Dépenses*
1979	1	$ 22 435 988	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	1	$ 22 435 988
1980	1	35 532 385	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	1	35 532 385
TOTAL	2	$ 57 968 373	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	2	$ 57 968 373
Yukon *Yukon*	Number of Wells *Nombre de puits*	Expenditures *Dépenses*	Number of Wells *Nombre de puits*	Expenditures *Dépenses*	Number of Wells *Nombre de puits*	Expenditures *Dépenses*
1957	1	$ 2 268 141	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	1	$ 2 268 141
1960	2	4 097 349	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	2	4 097 349
1963	4	7 346 774	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	4	7 346 774
1964	4	5 667 755	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	4	5 667 755
1965	8	5 851 907	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	8	5 851 907
1966	4	1 982 852	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	4	1 982 852
1967	4	2 203 043	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	4	2 203 043
1968	3	1 643 231	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	3	1 643 231
1969	3	4 718 633	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	3	4 718 633
1970	5	8 349 752	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	5	8 349 752
1971	4	5 597 826	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	4	5 597 826
1972	11	11 680 343	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	11	11 680 343
1973	5	9 583 209	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	5	9 583 209
1974	4	17 433 008	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	4	17 433 008
1977	1	6 490 455	1	$ 6 337 000	2	12 827 455
1978	—	—	1	9 929 000	1	9 929 000
1979	1	8 222 301	1	1 566 000	2	9 788 301
1980	—	—	1	13 947 000	1	13 947 000
TOTAL	64	$ 103 136 579	4	$ 31 779 000	68	$ 134 915 579
North of 60 *Nord du 60°*	Number of Wells *Nombre de puits*	Expenditures *Dépenses*	Number of Wells *Nombre de puits*	Expenditures *Dépenses*	Number of Wells *Nombre de puits*	Expenditures *Dépenses*
	883	$ 2 826 121 347	96	$ 79 327 819	979	$ 2 905 449 166

Table III-7
Tableau III-7

Industry Expenditures on Structure Test Hole Drilling 1920-1981
Dépenses industrielles pour les forages d'essai de structures de 1920 à 1981

Year *Année*	Northwest Territories — Arctic Islands *Territoires du Nord-Ouest — Îles arctiques*		Northwest Territories — Mainland *Territoires du Nord-Ouest — Terre ferme*		Yukon Territory *Yukon*		Total *Total*	
	No. of Structure Test Holes *No de forages d'essai de structures*	Expenditures *Dépenses*	No. of Structure Test Holes *No de forages d'essai de structures*	Expenditures *Dépenses*	No. of Structure Test Holes *No de forages d'essai de structures*	Expenditures *Dépenses*	No. of Structure Test Holes *No de forages d'essai de structures*	Expenditures *Dépenses*
Prior to 1951	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	N/A S.O.	$ 21 736	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	N/A S.O.	$ 21 736
1951	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*
1952	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*
1953	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*
1954	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*
1955	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	20	472 011	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	20	472 011
1956	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	74	438 318	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	74	438 318
1957	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*
1958	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*
1959	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*
1960	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	68	1 217 992	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	68	1 217 992
1961	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	44	125 119	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	44	125 119
1962	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*
1963	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	40	140 238	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	40	140 238
1964	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	1	4 919	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	1	4 919
1965	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*
1966	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*
1967	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*
1968	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*
1969	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	4	72 137	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	4	72 137
1970	11	$ 458 008	4	123 302	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	15	581 310
1971	3	16 696	186	344 569	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	189	361 265
1972	4	2 232 968	48	1 327 868	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	52	3 560 836
TOTAL	18	$2 707 672	489	$4 288 209	Nil/*Néant*	Nil/*Néant*	507	$ 6 995 881

Table III-8
Tableau III-8

Geological and Geophysical Activity 1960-1981
Activités géologiques et géophysiques de 1960 à 1981

Year *Année*	Geological Crew Months *Mois — équipe géologique*	Seismic Crew Months *Mois — équipe sismique*
1960	75	50
1961	78	56
1962	65	40
1963	55	50
1964	62	60
1965	65	55
1966	40	50
1967	36	60
1968	32	80
1969	125	160
1970	130	230
1971	125	215
1972	135	235
1973	50	139
1974	25	110
1975	4	57
1976	13	52
1977	2	32
1978	4	17
1979	1	5
1980	2	17
1981	1	16

Table III-9
Tableau III-9

Drilling Statistics — North of 60 — Summary
Résumé des statistiques sur les forages au nord du 60e

Year *Année*	No. of Wells Exploratory *Nombre de puits d'exploration*	No. of Wells Development *Nombre de puits de développement*	Total *Total*	Dry and Abandoned *Puits secs et abandonnés*	Oil *Pétrole*	Gas *Gaz*	Others *Autres*	Depth Drilled Metres *Profondeur des puits forés Mètres*
1965	18	—	18	15	1	2	—	36 447
1966	29	—	29	29	—	—	—	37 507
1967	36	—	36	34	—	2	—	38 341
1968	36	3	39	34	2	3	—	40 194
1969	56	—	56	53	—	3	—	83 633
1970	72	1	73	70	1	2	—	111 165
1971	75	1	76	70	1	5	—	146 416
1972	70	1	71	60	4(1*)	7	—	175 807
1973	78	5	83	69	2	12	—	202 605
1974	57	3	60	50	3	7	—	154 178
1975	32	11	43	34	5	4	—	113 368
1976	21	10	31	18	3	10	—	92 336
1977	22	6	28	20	—	7	1	88 322
1978	16	3	19	10	2	5	2	55 107
1979	16	13	29	14	6	2	7	61 373
1980	10	9	19	7	3	8	1	42 325
1981	11	2	13	7	3	1	2	38 990
Total	841	135	976	773	102*	88	13	1 754 962

* (Oil or Gas)
* *(Pétrole ou gaz)*

Table III-10
Tableau III-10

Drilling Statistics — Northwest Territories — Arctic Islands
Statistiques sur les forages dans les Îles arctiques des Territoires du Nord-Ouest

Year *Année*	No. of Wells *Nombre de puits* Exploratory *d'exploration*	Development *de développement*	Total *Total*	Dry and Abandoned *Puits secs et abandonnés*	Oil *Pétrole*	Gas *Gaz*	Others *Autres*	Depth Drilled Metres *Profondeur des puits forés Mètres*	Artificial Ice Islands *Îles de glace artificielles*
1962	1	—	1	1	—	—	—	3 823	—
1963	1	—	1	1	—	—	—	1 475	—
1964	1	—	1	1	—	—	—	3 048	—
1965	—	—	—	—	—	—	—	—	—
to									
1968	—	—	—	—	—	—	—	—	—
1969	2	—	2	2	—	—	—	3 374	—
1970	6	1	7	5	—	2	—	18 326	—
1971	15	1	16	14	—	2	—	41 174	—
1972	20	—	20	14	2	4	—	51 723	—
1973	21	2	23	20	—	3	—	60 942	—
1974	21	2	23	20	—	3	—	64 077	1
1975	13	2	15	12	1	2	—	40 198	1
1976	8	4	12	8	1	3	—	29 916	4
1977	8	—	8	6	—	1	1 (SUSP)	22 704	2
1978	8	1	9	7	1	1	—	24 017	3
1979	9	—	9	8	—	1	—	23 466	3
1980	3	2	5	2	—	3	—	12 661	3
1981	5	—	5	2	2*	1	—	11 412	3
Total	142	15	157	123	7	26	1	412 336	20

* (Oil & Gas)
* *(Pétrole ou gaz)*

Table III-11
Tableau III-11

Drilling Statistics — Northwest Territories — Mainland
Statistiques sur les forages dans la terre ferme des Territoires du Nord-Ouest

Year *Année*	No. of Wells Exploratory *Nombre de puits d'exploration*	No. of Wells Development *Nombre de puits de développement*	Total *Total*	Dry and Abandoned *Puits secs et abandonnés*	Oil *Pétrole*	Gas *Gaz*	Others *Autres*	Depth Drilled Metres *Profondeur des puits forés Mètres*
1958	8	—	8	8	—	—	—	8 200
1959	8	—	8	8	—	—	—	7 716
1960	30	—	30	29	—	1	—	26 243
1961	15	—	15	14	—	1	—	22 657
1962	8	—	8	8	—	—	—	14 724
1963	1	—	1	1	—	—	—	2 612
1964	13	—	13	12	—	1	—	19 679
1965	10	—	10	9	—	1	—	21 277
1966	25	—	25	25	—	—	—	31 188
1967	32	—	32	30	—	2	—	32 671
1968	33	3	36	32	2	2	—	36 064
1969	51	—	51	49	—	2	—	71 747
1970	61	—	61	60	1	—	—	79 371
1971	56	—	56	52	1	3	—	95 214
1972	39	1	40	35	2	3	—	100 448
1973	51	3	54	44	2	8	—	125 807
1974	30	1	31	25	2	4	—	70 160
1975	16	7	23	20	2*	1	—	56 770
1976	7	6	13	5	2*	6	—	44 559
1977	8	5	13	8	—	5	—	42 292
1978	4	1	5	3	1	1	—	12 924
1979	2	6 (4 service wells)	12	2	5	—	5 (Injection W.)	11 384
1980	5	3 (2 service wells)	10	4	2	3	1 (Injection W.)	16 436
1981	2	—	2	2	—	—	—	3 753
Total	515	42	557	485	22	34	6	958 897

As wells drilled in Mainland prior to 1958 — see Table III-6
Les puits forés sur la terre ferme avant 1958 sont indiqués au tableau III-6

* (Oil & Gas)
* *(Pétrole et gaz)*

Table III-11 (cont'd)
Tableau III-11 (suite)

Drilling Statistics — Baffin Bay — Davis Strait
Statistiques sur les forages dans le détroit de Davis et la Baie Baffin

Year / *Année*	No. of Wells: Exploratory / *Nombre de puits d'exploration*	No. of Wells: Development / *Nombre de puits de développement*	Total / *Total*	Dry and Abandoned / *Puits secs et abandonnés*	Oil / *Pétrole*	Gas / *Gaz*	Others / *Autres*	Depth Drilled Metres / *Profondeur des puits forés Mètres*
1979	1	—	1	1	—	—	—	3 998
1980	1	—	1	—	—	1	—	4 566
Total	2	—	2	1	—	1	—	8 564

Drilling Statistics — Northwest Territories — Beaufort Sea
Statistiques sur les forages dans la mer de Beaufort des Territoires du Nord-Ouest

Year / *Année*	No. of Wells: Exploratory / *Nombre de puits d'exploration*	No. of Wells: Development / *Nombre de puits de développement*	Total / *Total*	Dry and Abandoned / *Puits secs et abandonnés*	Oil / *Pétrole*	Gas / *Gaz*	Others / *Autres*	Depth drilled Metres / *Profondeur des puits forés mètres*	Artificial Ice Islands / *Îles de glace artificielles*	Drillships / *Navires de forage*
1973	1	—	1	—	—	1	—	2 708	1	—
1974	2	—	2	1	1*	—	—	7 094	2	—
1975	3	2	5	2	2*	1	—	16 400	5	—
1976	6	—	6	5	—	1	—	17 861	4	2
1977	5	—	5	5	—	—	—	16 036	3	2
1978	4	—	4	—	—	2	2(SUSP)	13 974	1	3
1979	3	2	5	2	1*	1	1(SUSP)	18 019	1	4
1980	1	1	2	1	1*	—	—	4 232	1	1
1981	4	2	6	3	1*	—	2(SUSP)	23 825	2	4
Total	29	7	36	19	6	6	5	120 149	20	16

* (Oil & Gas)
* *(Pétrole et gaz)*

Table III-12
Tableau III-12

Drilling Statistics — Yukon Territory
Statistiques sur les forages au Yukon

Year *Année*	No. of Wells Exploratory *Nombre de puits d'exploration*	Development *de développement*	Total *Total*	Dry and Abandoned *Puits secs et abandonnés*	Oil *Pétrole*	Gas *Gaz*	Others *Autres*	Depth Drilled Metres *Profondeur des puits forés Mètres*
1958	1	—	1	1	—	—	—	2 923
1959	—	—	—	—	—	—	—	—
1960	2	—	2	—	2(1*)	—	—	5 075
1961	—	—	—	—	—	—	—	—
1962	—	—	—	—	—	—	—	—
1963	4	—	4	4	—	—	—	14 700
1964	4	—	4	2	—	2	—	11 467
1965	8	—	8	6	1	1	—	15 170
1966	4	—	4	4	—	—	—	6 319
1967	4	—	4	4	—	—	—	5 670
1968	3	—	3	2	—	1	—	4 130
1969	3	—	3	2	—	1	—	8 512
1970	5	—	5	5	—	—	—	13 468
1971	4	—	4	4	—	—	—	10 025
1972	11	—	11	11	—	—	—	23 636
1973	5	—	5	5	—	—	—	13 148
1974	4	—	4	4	—	—	—	12 847
1975	—	—	—	—	—	—	—	—
1976	—	—	—	—	—	—	—	—
1977	1	1	2	1	—	1	—	7 290
1978	—	1	1	—	—	1	—	4 192
1979	1	1 (Service well)	2	1	—	—	1 (W.D.W.)	4 506
1980	—	1	1	—	—	1	—	4 430
1981	—	—	—	—	—	—	—	—
Total	64	4	68	56	3	8	1	167 508

* (Oil or Gas)
* *(Pétrole ou gaz)*

Figure III-4 (See Tables-III, 9, 10, 11, 12) (Voir Tableaux-III, 9, 10, 11, 12)
Number of Wells Drilled Annually by Area 1920-1981
Nombre de puits forés annuellement, selon la région 1920-1981

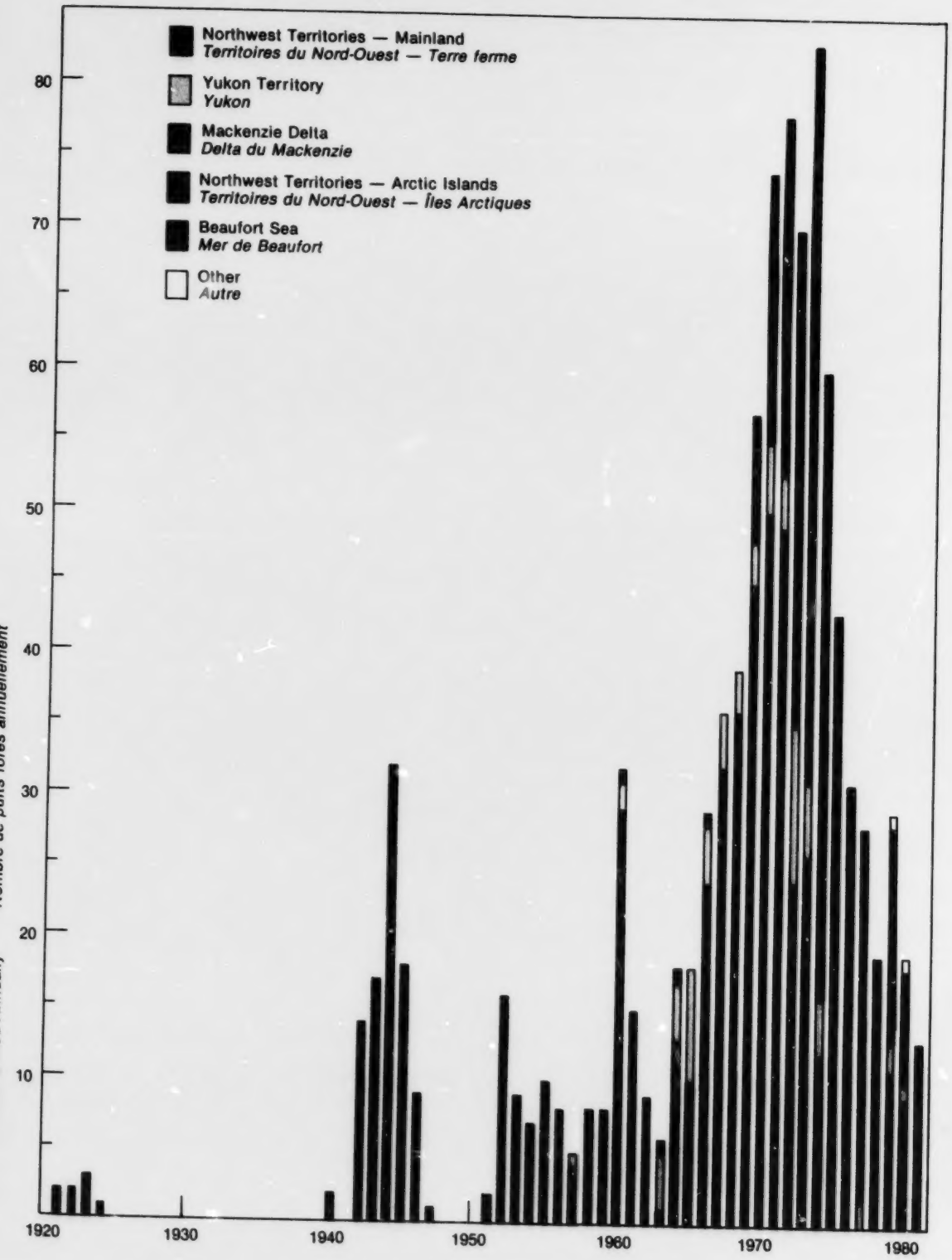
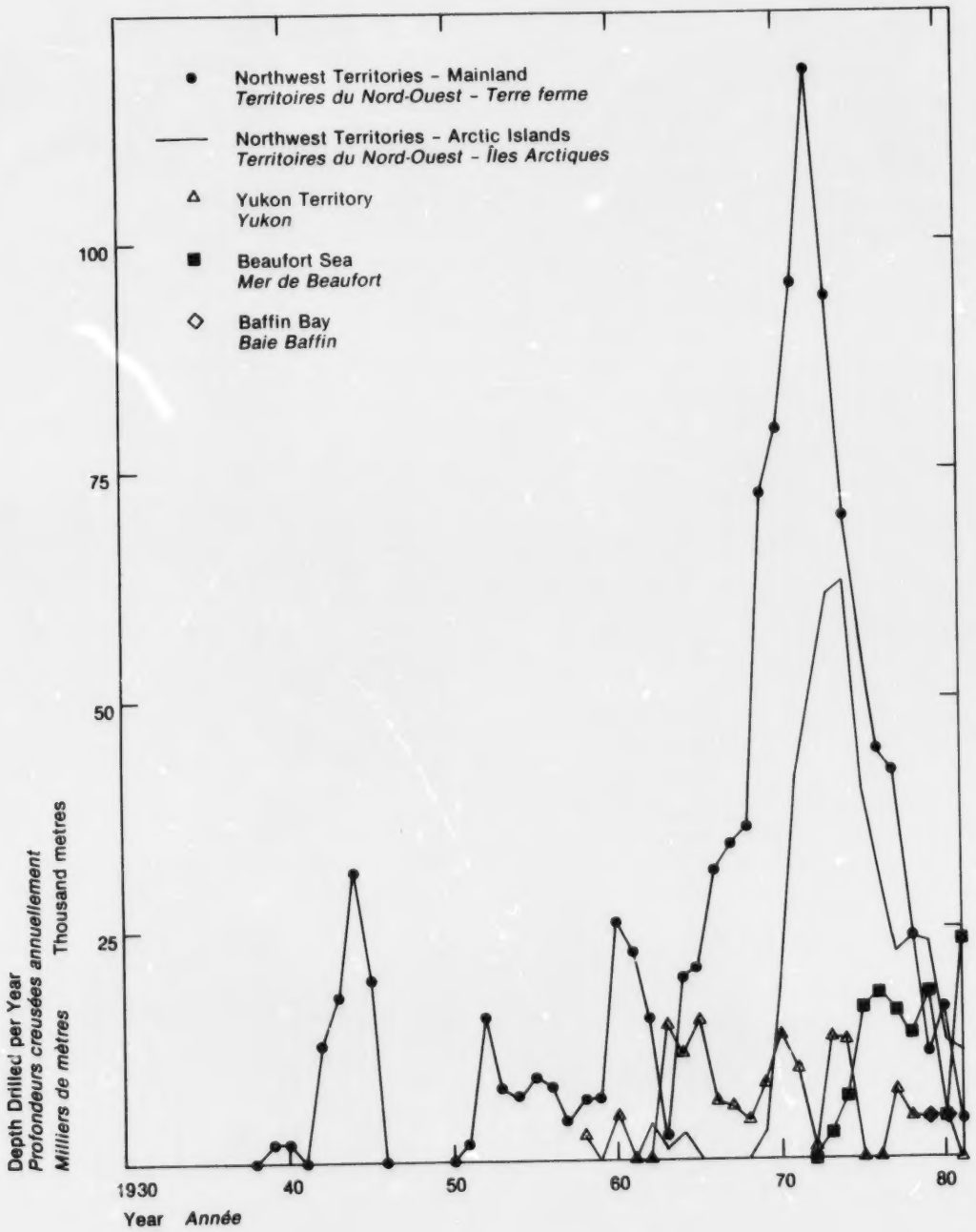


Figure III-5 (See Tables-III, 9, 10, 11, 12) (Voir Tableaux-III, 9, 10, 11, 12)
Depth Drilled Per Year 1920-1981
Profondeurs creusées annuellement de 1920-1981



Section IV Production and Disposition Statistics
Section IV Statistiques sur la production et la disponibilité

Table IV-1
Tableau IV-1

Crude Oil Production (Norman Wells, N.W.T.)
Annual Summary in m^3 1943-1981
Production de pétrole brut à Norman Wells — (T.N.-O.)
Résumé annuel en barils pour la période de 1943 à 1981

Year *Année*	Gross Production m^3 *Production brute m^3*	Base Stock Injected m^3 *Injection d'huile de base m^3*
1943	43 045	—
1944	198 276	—
1945	56 954	—
1946	29 259	—
1947	37 394	—
1948	56 438	—
1949	29 481	—
1950	30 560	—
1951	46 406	9 700
1952	56 715	6 034
1953	53 146	2 067
1954	59 659	—
1955	65 358	—
1956	72 485	—
1957	67 878	—
1958	81 503	9 669
1959	74 138	6 091
1960	80 229	6 802
1961	94 275	11 247
1962	109 152	12 686
1963	113 821	15 342
1964	104 444	11 255
1965	121 519	18 146
1966	134 917	17 232
1967	128 687	14 085
1968	139 174	17 627
1969	141 349	12 102
1970	153 896	17 443
1971	166 129	14 650
1972	154 703	11 129
1973	162 600	9 538
1974	158 884	7 114
1975	170 886	10 914
1976	159 642	17 156
1977	156 462	18 876
1978	169 159	23 439
1979	149 915	7 969
1980	161 617	1 071
1981	173 367	1 219

Figure IV-1
Annual Production of Crude Oil — N.W.T. 1943-1981
Production annuelle de pétrole brut — T.N.-O. 1943-1981

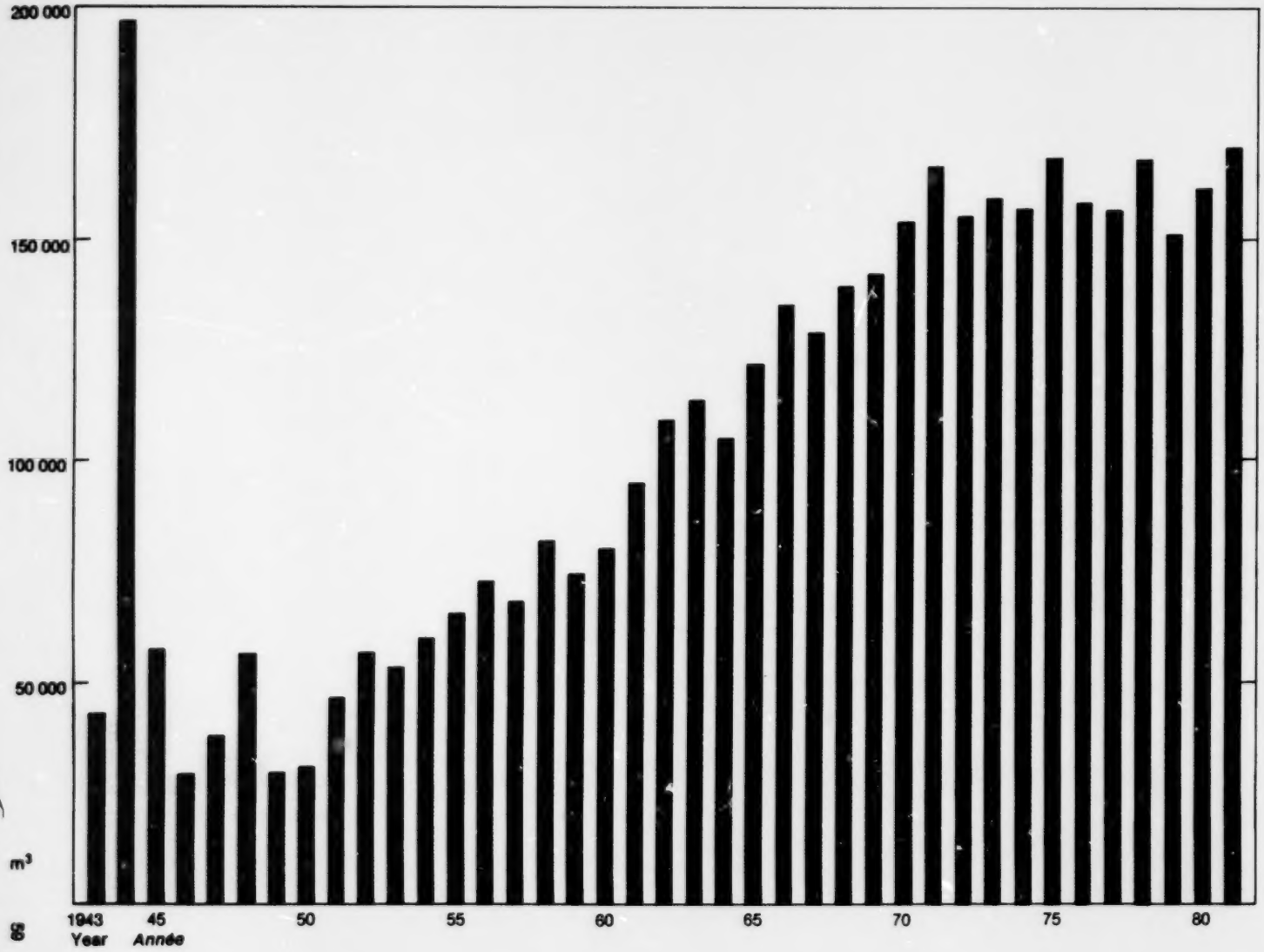


Table IV-2
Tableau IV-2

Monthly Crude Oil Production (Norman Wells, N.W.T.)
Production mensuelle de pétrole brut à Norman Wells (T.N.-O.)
m^3

Year *Année*	Jan. *Janv.*	Feb. *Fév.*	March *Mars*	April *Avril*	May *Mai*	June *Juin*	July *Juill.*	Aug. *Août*	Sept. *Sept.*	Oct. *Oct.*	Nov. *Nov.*	Dec. *Déc.*
1943	1 448	1 837	2 762	3 131	2 353	2 767	2 556	2 722	2 615	3 713	7 062	9 625
1944	9 520	11 466	17 016	18 261	16 658	17 667	10 872	11 333	20 116	21 468	20 552	20 516
1945	20 469	19 088	6 714	325	1 277	1 377	325	327	2 480	1 762	667	1 330
1946	322	279	568	3 324	4 262	3 030	3 552	4 382	4 003	3 337	1 404	378
1947	324	447	4 543	6 929	4 342	2 244	3 199	4 076	3 098	1 958	4 090	1 611
1948	311	5 510	5 879	6 374	6 229	5 958	4 882	4 722	4 020	5 829	4 258	1 661
1949	999	3 177	5 764	2 724	3 742	980	1 054	2 802	3 385	2 225	1 061	1 148
1950	377	775	2 079	5 764	4 275	3 586	3 641	6 194	2 184	473	880	1 274
1951	437	1 369	4 818	8 599	6 564	4 687	4 062	4 233	4 290	2 945	1 565	2 175
1952	1 189	5 787	6 765	7 360	5 153	4 120	3 869	5 908	5 502	3 876	2 629	3 747
1953	1 067	3 755	5 430	6 929	4 618	4 131	3 956	3 948	5 819	5 931	3 787	3 016
1954	1 368	7 224	7 967	8 191	4 573	3 075	4 523	4 761	5 092	4 713	4 184	3 153
1955	1 023	7 008	7 516	7 762	5 302	3 714	3 905	4 638	6 136	5 332	5 150	6 882
1956	2 787	7 117	7 202	7 331	7 016	4 268	5 930	7 643	7 444	5 218	3 758	5 737
1957	5 557	7 004	8 137	6 686	2 278	4 502	6 489	6 438	6 684	2 383	5 196	5 553
1958	5 246	6 352	7 337	7 801	3 803	6 638	7 764	9 147	9 209	3 853	6 242	6 949
1959	4 836	8 065	7 090	5 552	1 605	3 257	5 985	8 013	9 206	5 394	5 107	8 970
1960	6 378	7 392	6 904	7 469	2 899	4 393	6 680	8 441	9 653	8 143	3 971	6 759
1961	6 852	9 621	8 322	8 696	4 637	5 141	6 779	8 885	10 101	8 157	6 343	9 396
1962	8 127	11 111	9 729	10 724	5 934	6 656	6 895	10 789	10 725	8 653	6 336	11 913
1963	8 482	11 545	9 351	9 956	4 179	7 841	9 168	9 922	11 448	10 377	6 689	13 239
1964	9 022	10 310	9 290	7 981	3 860	5 177	9 443	9 160	12 842	9 389	5 063	11 409
1965	10 419	13 099	12 376	8 465	4 189	8 394	11 888	12 240	13 556	8 696	6 137	10 324
1966	10 488	13 325	11 754	12 647	6 892	9 477	11 728	12 499	12 547	9 820	8 877	16 119
1967	11 118	14 092	11 839	10 917	5 364	5 887	12 225	13 476	14 052	8 212	4 016	15 811
1968	13 990	11 338	13 608	10 896	4 304	9 083	14 735	14 982	16 122	9 737	5 039	13 352
1969	13 599	10 477	12 016	8 331	4 650	14 184	15 106	17 602	15 975	10 088	5 361	11 941
1970	17 672	14 178	15 411	9 223	4 288	11 003	16 486	17 176	15 575	8 817	6 399	15 471
1971	16 924	14 817	17 195	14 210	4 319	14 129	17 715	17 312	14 648	4 716	9 386	18 391
1972	16 333	17 182	17 401	8 499	3 122	9 797	17 235	14 849	15 700	9 522	6 716	16 137
1973	16 204	17 170	18 267	11 362	6 085	10 045	17 769	18 326	16 025	6 253	7 197	17 896
1974	16 317	16 614	18 135	10 427	6 301	12 193	16 529	16 434	17 813	7 058	5 298	15 765
1975	18 152	18 116	17 059	10 917	4 671	11 878	19 646	18 491	18 759	8 300	6 304	18 572
1976	18 576	16 353	14 636	10 331	5 526	15 971	15 683	18 347	12 256	6 965	7 381	17 617
1977	17 983	15 783	17 430	9 420	4 783	7 650	16 269	17 983	17 215	9 444	5 249	17 254
1978	18 585	17 033	19 206	8 027	6 673	10 530	20 483	19 851	18 172	5 552	6 992	18 053
1979	16 223	16 767	19 766	12 137	5 172	10 590	18 826	16 620	15 214	2 837	6 387	9 375
1980	19 108	17 740	20 210	14 504	1 206	12 411	17 099	16 095	16 427	10 161	2 260	14 395
1981	21 829	18 215	18 109	7 016	7 796	13 335	20 372	20 284	14 979	7 212	6 018	18 201

Figure IV-2
Monthly Production of Crude Oil, Norman Wells, N.W.T. 1943-1981
Production mensuelle de pétrole brut, à Norman Wells (T.N.-O.), 1943-1981

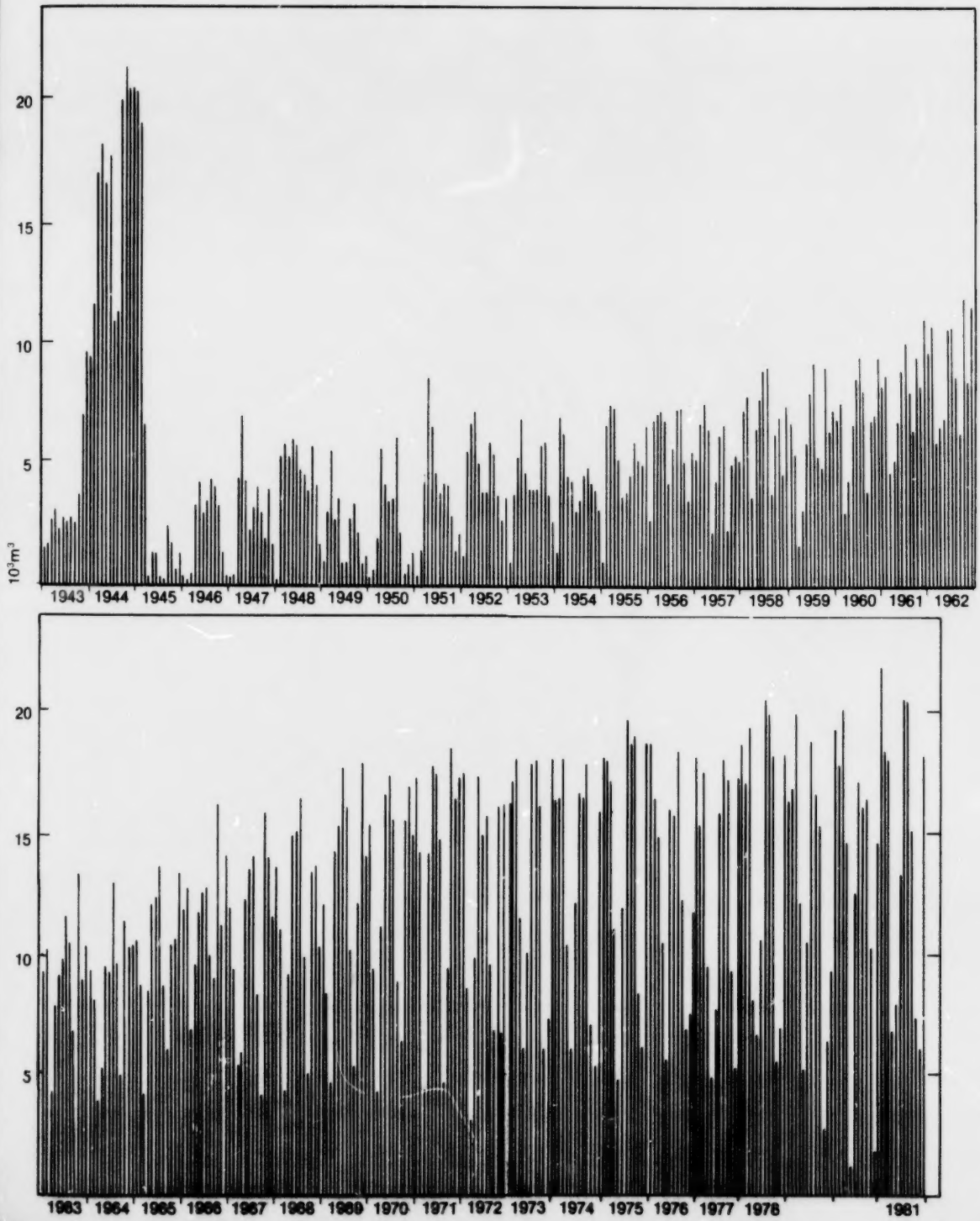


Table IV-3
Tableau IV-3

Crude Oil Disposition N.W.T., m^3
Disponibilité de pétrole brut en m^3, dans les T.N.-O.

Year *Année*	Production *Production*	Opening Inventory *Stock à l'ouverture*	Injected *Injections*	Closing Inventory *Stock à la fermeture*	Disposition *Disponibilité*
1943	42 431	1 263	—	580	42 501
1944	195 444	580	—	1 476	193 217
1945	56 141	1 476	—	344	56 918
1946	28 842	344	—	656	28 512
1947	36 860	656	—	695	36 807
1948	55 632	695	—	571	55 596
1949	29 060	571	—	818	28 403
1950	30 124	818	—	1 255	29 916
1951	45 743	1 255	9 562	1 275	33 207
1952	55 905	1 275	5 948	11 618	39 244
1953	52 387	11 618	2 038	8 281	56 445
1954	58 807	8 281	—	3 788	59 347
1955	64 425	3 788	—	7 242	64 268
1956	71 450	7 242	—	7 219	66 908
1957	66 909	7 219	—	12 113	61 558
1958	80 339	12 113	9 532	9 617	72 347
1959	73 079	9 617	6 003	10 190	67 510
1960	79 083	10 190	6 705	11 734	69 446
1961	92 929	11 734	11 086	7 885	85 692
1962	107 593	7 885	12 888	5 085	97 505
1963	112 195	5 085	15 123	10 849	91 308
1964	102 952	10 849	11 095	9 098	93 608
1965	119 783	9 098	17 237	8 337	103 307
1966	136 172	8 337	16 986	12 884	114 639
1967	127 009	12 884	13 884	11 177	114 831
1968	137 186	11 177	17 375	11 643	119 346
1969	139 330	11 643	11 927	17 396	121 650
1970	151 698	17 396	17 194	9 996	130 623
1971	163 755	9 996	14 442	13 952	145 357
1972	152 493	13 952	10 968	10 318	145 159
1973	162 600	10 317	9 537	13 108	150 272
1974	158 884	13 103	7 113	9 660	155 218
1975	170 865	9 660	10 913	11 731	157 881
1976	159 642	11 731	17 156	8 796	145 420
1977	156 462	8 796	18 875	10 518	135 864
1978	169 158	10 518	23 438	12 105	144 133
1979	149 914	12 105	7 968	9 419	144 632
1980	161 617	9 419	1 070	10 037	159 928
1981	173 366	10 037	1 218	8 461	173 724

Table IV-4
Tableau IV-4

Monthly Disposition of Crude Oil — Norman Wells, N.W.T. — Quantities in m^3
Disponibilité mensuelle en barils de pétrole brut à Norman Wells (T.N.-O.)

1943	Jan. *Janv.*	Feb. *Fév.*	March *Mars*	April *Avril*	May *Mai*	June *Juin*	July *Juill.*	Aug. *Août*	Sept. *Sept.*	Oct. *Oct.*	Nov. *Nov.*	Dec. *Déc.*
Production *Production*	1 448	1 837	2 762	3 131	2 353	2 767	2 556	2 722	2 615	3 713	7 062	9 625
Injection *Injection*	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Opening Inventory *Stock à l'ouverture*	1 268	1 174	1 383	1 311	1 268	1 460	564	921	878	1 323	1 515	516
Closing Inventory *Stock à la fermeture*	1 174	1 383	1 311	1 268	1 460	564	921	878	1 323	1 515	516	580
Disposition *Disponibilité*	1 541	1 628	2 834	3 138	2 160	3 630	2 193	2 760	2 011	3 519	8 059	9 555
1944												
Production *Production*	9 520	11 466	17 016	18 261	16 658	17 667	10 872	11 333	20 116	21 468	20 552	20 516
Injection *Injection*	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Opening Inventory *Stock à l'ouverture*	580	713	1 760	1 240	1 370	1 451	1 076	1 034	1 456	1 439	1 682	1 790
Closing Inventory *Stock à la fermeture*	713	1 760	1 240	1 370	1 451	1 076	1 034	1 456	1 439	1 682	1 790	1 476
Disposition *Disponibilité*	9 387	10 419	16 402	18 156	16 570	17 985	10 868	10 900	20 120	21 151	20 434	20 824
1945												
Production *Production*	20 469	19 088	6 714	326	1 277	1 377	325	327	2 480	1 762	667	1 330
Injection *Injection*	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Opening Inventory *Stock à l'ouverture*	1 476	1 760	1 879	927	399	378	268	290	265	571	403	286
Closing Inventory *Stock à la fermeture*	1 760	1 879	927	399	378	268	290	265	571	403	286	344
Disposition *Disponibilité*	20 162	18 944	7 666	853	1 298	1 487	303	352	2 174	1 927	784	1 272
1946												
Production *Production*	322	279	568	3 324	4 262	3 030	3 552	4 382	4 003	3 337	1 404	378
Injection *Injection*	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Opening Inventory *Stock à l'ouverture*	344	307	212	185	723	455	435	727	546	429	591	615
Closing Inventory *Stock à la fermeture*	307	212	185	723	455	435	727	546	429	591	615	656
Disposition *Disponibilité*	359	374	594	2 786	4 530	3 050	3 243	4 563	4 120	3 175	1 380	337
1947												
Production *Production*	324	447	4 543	6 929	4 342	2 244	3 199	4 076	3 098	1 958	4 090	1 611
Injection *Injection*	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Opening Inventory *Stock à l'ouverture*	656	524	675	1 169	1 433	978	1 991	1 071	1 297	911	1 525	844
Closing Inventory *Stock à la fermeture*	524	675	1 169	1 433	978	1 991	1 071	1 297	911	1 525	844	895
Disposition *Disponibilité*	456	296	4 049	6 650	4 797	1 136	4 118	3 850	3 484	1 345	4 771	1 760

Table IV-4 (cont'd)
Tableau IV-4 (suite)

	Jan. *Janv.*	Feb. *Fév.*	March *Mars*	April *Avril*	May *Mai*	June *Juin*	July *Juill.*	Aug. *Août*	Sept. *Sept.*	Oct. *Oct.*	Nov. *Nov.*	Dec. *Déc.*
1948												
Production												
Production	311	5 510	5 879	6 374	6 229	5 958	4 882	4 722	4 020	5 829	4 258	1 661
Injection												
Injection	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Opening Inventory												
Stock à l'ouverture	695	1 006	1 516	1 417	1 289	578	1 727	1 235	596	1 230	1 166	1 234
Closing Inventory												
Stock à la fermeture	1 006	1 516	1 417	1 289	578	1 727	1 235	596	1 230	1 166	1 234	571
Disposition												
Disponibilité	—	4 999	5 979	6 501	6 859	4 810	5 374	5 361	3 386	5 839	4 167	2 323
1949												
Production												
Production	999	3 177	2 724	5 764	3 742	980	1 054	2 802	3 381	2 225	1 061	1 148
Injection												
Injection	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Opening Inventory												
Stock à l'ouverture	571	960	1 527	1 494	1 600	1 057	542	1 202	504	407	523	436
Closing Inventory												
Stock à la fermeture	960	1 527	1 494	1 600	1 057	542	1 202	504	407	523	436	818
Disposition												
Disponibilité	604	2 599	2 714	5 602	4 244	1 482	385	3 465	3 478	2 102	1 138	755
1950												
Production												
Production	377	775	2 079	4 385	4 275	3 586	3 641	6 194	2 184	473	880	1 274
Injection												
Injection	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Opening Inventory												
Stock à l'ouverture	818	1 196	1 670	970	631	756	584	438	693	683	1 127	1 560
Closing Inventory												
Stock à la fermeture	1 196	1 670	970	631	756	584	438	693	683	1 127	1 560	1 255
Disposition												
Disponibilité	—	300	2 744	4 703	4 145	3 736	3 740	5 475	2 165	—	447	1 562
1951												
Production												
Production	437	1 369	4 818	8 599	6 564	4 687	4 062	4 233	4 290	2 945	1 565	2 175
Injection												
Injection	—	—	223	585	868	1 521	846	1 925	2 578	1 016	—	—
Opening Inventory												
Stock à l'ouverture	1 255	1 692	1 536	2 106	1 657	805	949	1 274	1 002	968	618	1 373
Closing Inventory												
Stock à la fermeture	1 692	1 536	2 106	1 657	805	949	1 274	1 002	968	618	1 373	2 389
Disposition												
Disponibilité	—	1 491	4 206	8 419	6 503	2 992	2 868	2 544	1 724	2 260	801	2 267
1952												
Production												
Production	1 189	5 787	6 765	7 360	5 153	4 120	3 869	5 908	5 502	3 876	2 629	3 747
Injection												
Injection	—	—	—	—	945	1 275	—	872	2 665	191	—	—
Opening Inventory												
Stock à l'ouverture	2 389	1 878	7 134	10 829	10 870	9 061	7 342	8 330	8 046	6 865	5 243	7 872
Closing Inventory												
Stock à la fermeture	1 878	7 134	10 829	10 870	9 061	7 342	8 330	8 046	6 865	5 243	7 872	11 618
Disposition												
Disponibilité	582	528	3 065	7 308	5 938	4 535	2 859	5 262	3 939	5 228	—	—

Table IV-4 (cont'd)
Tableau IV-4 (suite)

	Jan. *Janv.*	Feb. *Fév.*	March *Mars*	April *Avril*	May *Mai*	June *Juin*	July *Juill.*	Aug. *Août*	Sept. *Sept.*	Oct. *Oct.*	Nov. *Nov.*	Dec. *Déc.*
1953												
Production												
Production	1 067	3 755	5 430	6 929	4 618	4 131	3 956	3 948	5 819	5 931	3 787	3 016
Injection												
Injection	—	—	—	321	1 717	—	—	—	—	—	—	—
Opening Inventory												
Stock à l'ouverture	11 618	12 700	16 441	11 196	10 411	7 220	5 275	5 418	1 732	1 118	818	1 774
Closing Inventory												
Stock à la fermeture	12 700	16 441	11 196	10 411	7 220	5 275	5 418	1 732	1 118	818	1 774	4 790
Disposition												
Disponibilité	—	—	10 557	7 271	6 041	5 994	3 738	7 423	6 368	6 204	2 831	—
1954												
Production												
Production	1 368	7 210	7 967	8 191	4 573	3 075	4 523	4 761	5 092	4 713	4 184	3 153
Injection												
Injection	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Opening Inventory												
Stock à l'ouverture	4 790	5 624	4 736	8 835	9 489	8 385	8 483	8 177	6 305	3 824	2 027	635
Closing Inventory												
Stock à la fermeture	5 624	4 736	8 835	9 489	8 385	8 483	8 177	6 305	3 824	2 027	635	3 788
Disposition												
Disponibilité	531	8 079	3 836	7 480	5 644	2 961	4 788	6 563	7 495	6 464	5 509	—
1955												
Production												
Production	1 022	7 008	7 516	7 762	5 302	3 714	3 905	4 638	6 193	5 332	5 150	6 882
Injection												
Injection	—	21	71	170	66	91	88	123	62	26	30	226
Opening Inventory												
Stock à l'ouverture	3 788	4 810	9 405	11 146	10 444	9 519	8 455	5 721	2 910	2 230	2 977	4 734
Closing Inventory												
Stock à la fermeture	4 810	9 405	11 146	10 444	9 519	8 455	5 721	2 910	2 230	2 977	4 734	3 028
Disposition												
Disponibilité	—	2 392	5 704	8 366	6 161	4 672	6 551	7 326	6 812	4 559	3 363	8 361
1956												
Production												
Production	2 787	7 116	7 202	7 331	7 016	4 268	5 930	7 643	7 444	5 218	3 758	5 737
Injection												
Injection	28	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Opening Inventory												
Stock à l'ouverture	3 028	2 312	3 626	5 743	7 952	6 589	6 007	4 919	6 107	6 767	10 663	8 530
Closing Inventory												
Stock à la fermeture	2 312	3 626	5 743	7 952	6 589	6 007	4 919	6 107	6 767	10 663	8 530	7 219
Disposition												
Disponibilité	3 476	5 788	5 073	5 093	8 341	4 825	6 973	6 422	6 745	1 315	5 828	7 013
1957												
Production												
Production	5 557	7 004	8 137	6 686	2 278	4 502	6 489	6 438	6 684	2 383	5 196	5 553
Injection												
Injection	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Opening Inventory												
Stock à l'ouverture	7 219	6 369	7 642	9 766	10 201	10 418	7 800	7 059	5 915	5 105	4 535	9 731
Closing Inventory												
Stock à la fermeture	6 369	7 642	9 766	10 201	10 418	7 800	7 059	5 915	5 105	4 535	9 731	12 113
Disposition												
Disponibilité	6 376	5 703	5 977	6 210	2 048	7 074	7 160	7 510	7 424	2 937	—	3 139

Table IV-4 (cont'd)
Tableau IV-4 (suite)

	Jan. *Janv.*	Feb. *Fév.*	March *Mars*	April *Avril*	May *Mai*	June *Juin*	July *Juill.*	Aug. *Août*	Sept. *Sept.*	Oct. *Oct.*	Nov. *Nov.*	Dec. *Déc.*
1958												
Production												
Production	5 246	6 352	7 337	7 801	3 803	6 638	7 764	9 147	9 209	3 853	6 242	6 949
Injection												
Injection	244	3 928	2 916	—	—	—	—	—	—	—	416	2 027
Opening Inventory												
Stock à l'ouverture	12 113	10 322	9 900	9 721	10 088	7 584	6 546	6 717	8 356	9 908	10 514	11 065
Closing Inventory												
Stock à la fermeture	10 322	9 900	9 721	10 088	7 584	6 546	6 717	8 356	9 908	10 514	11 065	9 617
Disposition												
Disponibilité	6 713	2 775	4 535	7 390	6 242	7 600	7 515	7 400	7 543	3 198	5 191	6 245
1959												
Production												
Production	4 836	8 065	7 090	5 552	1 605	3 257	5 985	8 013	9 206	5 394	5 107	8 970
Injection												
Injection	995	2 511	1 409	—	1 088	—	—	—	—	—	—	—
Opening Inventory												
Stock à l'ouverture	9 617	9 130	10 187	11 179	11 369	12 071	10 347	8 783	9 158	10 559	12 458	11 282
Closing Inventory												
Stock à la fermeture	9 130	10 187	11 179	11 369	12 071	10 347	8 783	9 158	10 559	12 458	11 282	10 190
Disposition												
Disponibilité	6 245	4 231	4 629	5 308	184	4 926	7 385	7 615	7 701	3 442	6 219	9 998
1960												
Production												
Production	6 378	7 392	6 904	7 469	2 899	4 393	6 680	8 441	9 653	8 143	3 971	6 759
Injection												
Injection	—	2 920	—	618	—	438	—	326	118	65	1 127	1 094
Opening Inventory												
Stock à l'ouverture	10 190	10 159	7 810	8 285	13 340	13 909	10 905	8 519	7 037	6 654	12 637	10 830
Closing Inventory												
Stock à la fermeture	10 159	7 810	8 285	13 340	13 909	10 905	8 519	7 037	6 654	12 637	10 830	11 734
Disposition												
Disponibilité	6 366	6 702	6 376	1 671	2 273	6 808	8 924	9 456	9 510	2 008	4 561	4 789
1961												
Production												
Production	6 852	9 621	8 322	8 696	4 637	5 141	6 779	8 885	10 101	8 157	6 343	9 396
Injection												
Injection	627	1 770	802	3 056	—	418	—	—	—	735	766	2 880
Opening Inventory												
Stock à l'ouverture	11 734	11 974	13 991	13 686	13 408	10 417	7 327	5 823	5 888	5 711	6 790	9 687
Closing Inventory												
Stock à la fermeture	11 974	13 991	13 686	13 408	10 417	7 327	5 823	5 888	5 711	6 790	9 687	7 885
Disposition												
Disponibilité	5 986	5 834	7 824	5 919	7 628	7 813	8 282	8 819	10 279	6 311	2 680	8 318
1962												
Production												
Production	8 127	11 111	9 729	10 724	5 934	6 656	6 896	10 789	10 725	8 653	6 336	11 913
Injection												
Injection	1 905	1 786	1 777	2 375	2 036	218	306	808	374	—	—	1 305
Opening Inventory												
Stock à l'ouverture	7 885	9 222	10 168	10 741	11 760	9 562	9 065	4 909	4 413	4 984	6 190	3 634
Closing Inventory												
Stock à la fermeture	9 222	10 168	10 741	11 760	9 562	9 065	4 909	4 413	4 984	6 190	3 634	5 085
Disposition												
Disponibilité	4 886	8 380	7 379	7 331	6 096	6 934	10 747	10 477	9 780	7 447	8 892	9 157

Table IV-4 (cont'd)
Tableau IV-4 (suite)

	Jan. *Janv.*	Feb. *Fév.*	March *Mars*	April *Avril*	May *Mai*	June *Juin*	July *Juill.*	Aug. *Août*	Sept. *Sept.*	Oct. *Oct.*	Nov. *Nov.*	Dec. *Déc.*
1963												
Production												
Production	8 482	11 545	9 351	9 956	4 179	7 841	9 168	9 922	11 448	10 377	6 689	13 239
Injection												
Injection	1 364	3 591	1 788	1 716	—	—	447	912	883	766	—	3 656
Opening Inventory												
Stock à l'ouverture	5 085	6 542	7 598	8 700	8 038	8 234	7 350	6 190	4 838	5 911	10 142	8 670
Closing Inventory												
Stock à la fermeture	6 542	7 598	8 700	8 038	8 234	7 350	6 190	4 838	5 911	10 142	8 670	10 849
Disposition												
Disponibilité	5 660	6 899	6 460	8 902	3 983	8 724	9 882	10 361	9 491	5 301	8 161	7 404
1964												
Production												
Production	9 022	10 310	9 290	7 981	3 860	5 177	9 443	9 160	12 842	9 389	5 063	11 409
Injection												
Injection	1 999	—	3 614	—	—	—	—	—	1 574	1 360	—	2 548
Opening Inventory												
Stock à l'ouverture	10 849	12 070	13 147	13 084	12 733	15 990	11 959	10 334	8 365	8 582	12 687	11 796
Closing Inventory												
Stock à la fermeture	12 070	13 147	13 084	12 733	15 990	11 959	10 334	8 365	8 582	12 687	11 796	9 098
Disposition												
Disponibilité	5 803	9 233	5 739	8 332	603	9 209	11 068	11 129	11 051	3 924	5 924	11 558
1965												
Production												
Production	10 419	13 099	12 376	8 465	4 189	8 394	11 888	12 240	13 556	8 696	6 137	10 324
Injection												
Injection	2 522	1 839	3 455	1 293	—	399	—	180	1 159	1 258	—	5 132
Opening Inventory												
Stock à l'ouverture	9 098	10 889	12 781	14 585	10 922	9 140	9 256	8 581	7 046	5 673	11 713	12 966
Closing Inventory												
Stock à la fermeture	10 889	12 781	14 585	10 922	9 140	9 256	8 581	7 046	5 673	11 713	12 966	8 337
Disposition												
Disponibilité	6 107	9 368	7 117	10 834	5 972	7 878	12 563	13 596	13 770	1 398	4 884	9 821
1966												
Production												
Production	10 488	13 325	11 754	12 647	6 892	9 477	11 728	12 499	12 547	9 820	8 877	16 119
Injection												
Injection	83	4 268	1 369	1 414	—	—	1 554	1 334	1 206	—	921	4 837
Opening Inventory												
Stock à l'ouverture	8 337	8 107	8 729	8 912	8 324	12 617	8 997	7 367	5 431	3 421	12 287	11 133
Closing Inventory												
Stock à la fermeture	8 107	8 729	8 912	8 324	12 617	8 997	7 367	5 431	3 421	12 287	11 133	12 884
Disposition												
Disponibilité	10 636	8 435	10 202	11 821	2 599	13 097	11 805	13 100	13 351	953	9 110	9 531
1967												
Production												
Production	11 118	14 092	11 839	10 917	5 364	5 887	12 225	13 476	14 052	8 212	4 016	15 811
Injection												
Injection	1 754	3 568	2 535	2 204	813	3	977	789	—	—	1 241	—
Opening Inventory												
Stock à l'ouverture	12 884	13 732	15 428	15 650	15 161	12 729	7 824	8 488	10 120	12 703	16 002	9 228
Closing Inventory												
Stock à la fermeture	13 732	15 428	15 650	15 161	12 729	7 824	8 488	10 120	12 703	16 002	9 228	11 177
Disposition												
Disponibilité	8 515	8 828	9 082	9 202	6 983	10 788	10 585	11 054	11 469	4 913	9 549	13 862

Table IV-4 (cont'd)
Tableau IV-4 (suite)

	Jan. *Janv.*	Feb. *Fév.*	March *Mars*	April *Avril*	May *Mai*	June *Juin*	July *Juill.*	Aug. *Août*	Sept. *Sept.*	Oct. *Oct.*	Nov. *Nov.*	Dec. *Déc.*
1968												
Production												
Production	13 990	11 338	13 608	10 896	4 304	9 083	14 735	14 982	16 122	9 737	5 039	13 352
Injection												
Injection	1 079	2 298	971	3 520	1 285	—	—	—	1 169	2 163	1 843	3 049
Opening Inventory												
Stock à l'ouverture	11 177	13 797	15 590	15 433	12 849	8 750	6 002	7 350	8 995	12 150	15 425	8 399
Closing Inventory												
Stock à la fermeture	13 797	15 590	15 433	12 849	8 750	6 002	7 350	8 995	12 150	15 425	8 399	11 643
Disposition												
Disponibilité	10 292	7 248	12 794	9 960	7 118	11 831	13 387	13 337	11 798	4 299	10 222	7 060
1969												
Production												
Production	13 599	10 477	12 016	8 331	4 650	14 184	15 106	17 602	15 975	10 088	5 361	11 941
Injection												
Injection	569	1 496	2 173	2 570	55	669	—	1 462	—	—	—	2 934
Opening Inventory												
Stock à l'ouverture	—	13 905	15 788	15 240	11 544	3 895	6 037	8 367	12 410	14 118	19 181	16 312
Closing Inventory												
Stock à la fermeture	13 905	15 788	15 240	11 544	3 895	6 037	8 367	12 410	14 118	19 181	16 312	17 396
Disposition												
Disponibilité	875	7 098	10 392	9 458	12 244	11 372	12 776	12 098	14 267	5 025	8 230	7 923
1970												
Production												
Production	17 672	14 178	15 411	9 223	4 288	11 003	16 486	17 176	15 575	8 817	6 399	15 471
Injection												
Injection	425	2 308	3 480	1 443	425	—	—	—	—	—	—	9 114
Opening Inventory												
Stock à l'ouverture	17 396	20 213	21 396	22 047	18 609	10 081	7 704	9 132	12 617	14 428	18 214	10 458
Closing Inventory												
Stock à la fermeture	20 213	21 396	22 047	18 609	10 081	7 704	9 132	12 617	14 428	18 214	10 458	9 996
Disposition												
Disponibilité	14 430	10 687	11 281	11 217	12 391	13 381	15 058	13 691	13 764	5 031	14 155	6 820
1971												
Production												
Production	16 924	14 817	17 195	14 210	4 319	14 129	17 715	17 312	14 648	4 710	9 386	18 391
Injection												
Injection	—	—	—	—	784	—	—	—	—	—	2 865	10 793
Opening Inventory												
Stock à l'ouverture	9 996	11 640	13 254	15 881	16 297	7 581	7 542	10 836	13 474	17 195	15 023	9 958
Closing Inventory												
Stock à la fermeture	11 640	13 254	15 881	16 297	7 581	7 542	10 836	13 474	17 195	15 023	9 958	13 952
Disposition												
Disponibilité	15 279	13 202	14 568	13 794	12 251	14 168	14 422	14 673	10 927	6 882	11 587	3 604
1972												
Production												
Production	16 333	17 182	17 401	8 499	3 122	9 797	17 235	14 849	15 700	9 522	6 716	16 137
Injection												
Injection	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	10 968
Opening Inventory												
Stock à l'ouverture	13 952	16 628	3 442	5 472	15 368	6 314	5 455	8 786	9 655	10 995	15 045	8 226
Closing Inventory												
Stock à la fermeture	16 628	3 442	5 472	15 368	6 314	5 455	8 786	9 655	10 995	15 045	8 226	10 318
Disposition												
Disponibilité	13 656	30 388	15 371	1 397	12 176	10 657	13 903	13 980	14 361	5 472	13 535	3 078

Table IV-4 (cont'd)
Tableau IV-4 (suite)

	Jan. *Janv.*	Feb. *Fév.*	March *Mars*	April *Avril*	May *Mai*	June *Juin*	July *Juill.*	Aug. *Août*	Sept. *Sept.*	Oct. *Oct.*	Nov. *Nov.*	Dec. *Déc.*
1973												
Production												
Production	16 204	17 170	18 267	11 362	6 085	10 045	17 769	18 326	16 025	6 253	7 197	17 896
Injection												
Injection	—	—	—	—	71	—	—	—	—	—	—	9 467
Opening Inventory												
Stock à l'ouverture	10 318	12 261	16 441	20 448	18 052	10 649	6 367	9 267	13 864	16 684	17 042	10 301
Closing Inventory												
Stock à la fermeture	12 261	16 441	20 448	18 052	10 649	6 367	9 267	13 864	16 684	17 042	10 301	13 108
Disposition												
Disponibilité	14 260	12 991	14 260	13 757	13 418	14 327	14 869	13 728	13 205	5 896	13 938	5 622
1974												
Production												
Production	16 317	16 614	18 135	10 427	6 301	12 193	16 529	16 434	17 813	7 058	5 298	15 765
Injection												
Injection	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	7 114
Opening Inventory												
Stock à l'ouverture	13 108	15 441	18 730	21 867	18 544	10 555	8 969	11 224	13 115	16 990	17 403	8 481
Closing Inventory												
Stock à la fermeture	15 441	18 730	21 867	18 544	10 555	8 969	11 224	13 115	16 990	17 403	8 481	9 660
Disposition												
Disponibilité	13 984	13 325	14 998	13 750	14 289	13 780	14 274	14 542	13 939	6 645	14 220	7 472
1975												
Production												
Production	18 152	18 116	17 059	10 917	4 671	11 878	19 646	18 491	18 759	8 300	6 304	18 572
Injection												
Injection	—	—	326	—	—	—	—	—	—	—	—	10 587
Opening Inventory												
Stock à l'ouverture	9 660	15 282	19 579	21 917	18 709	9 023	6 522	11 218	14 584	18 763	15 865	7 839
Closing Inventory												
Stock à la fermeture	15 282	19 579	21 917	18 709	9 023	6 522	11 218	14 584	18 763	15 865	7 839	11 731
Disposition												
Disponibilité	12 530	13 819	14 395	14 124	14 358	14 379	14 950	15 125	14 580	11 198	14 330	14 092
1976												
Production												
Production	18 576	16 353	14 636	10 331	5 526	15 971	15 683	18 348	12 256	6 965	7 381	17 617
Injection												
Injection	—	—	—	—	—	—	—	—	3 008	2 088	4 721	7 339
Opening Inventory												
Stock à l'ouverture	11 731	16 579	19 819	20 175	16 180	14 648	16 320	17 512	20 798	18 901	13 553	6 518
Closing Inventory												
Stock à la fermeture	16 579	19 819	20 175	16 180	14 648	16 320	17 512	20 798	18 901	13 553	6 518	8 796
Disposition												
Disponibilité	13 728	13 113	14 280	14 326	7 057	14 296	14 492	15 061	11 145	10 225	9 696	8 000

Table IV-4 (cont'd)
Tableau IV-4 (suite)

	Jan. *Janv.*	Feb. *Fév.*	March *Mars*	April *Avril*	May *Mai*	June *Juin*	July *Juill.*	Aug. *Août*	Sept. *Sept.*	Oct. *Oct.*	Nov. *Nov.*	Dec. *Déc.*
1977												
Production												
Production	17 983	15 783	17 430	9 420	4 783	7 650	16 269	17 983	17 215	9 444	5 249	17 254
Injection												
Injection	937	3 274	3 201	32	114	711	—	1 073	—	264	4 470	4 798
Opening Inventory												
Stock à l'ouverture	8 796	12 723	16 006	18 241	14 422	17 319	11 371	12 744	16 046	18 594	15 781	7 928
Closing Inventory												
Stock à la fermeture	12 723	16 006	18 241	14 422	17 319	11 371	12 744	16 046	18 594	15 781	7 928	10 519
Disposition												
Disponibilité	13 119	9 225	11 994	13 206	1 771	12 888	14 896	13 608	14 667	11 994	8 631	9 864
1978												
Production												
Production	18 585	17 033	19 206	8 027	6 673	10 530	20 483	19 851	18 172	5 552	6 992	18 053
Injection												
Injection	1 872	2 678	3 989	2 695	2 520	384	—	—	—	1 168	2 196	5 937
Opening Inventory												
Stock à l'ouverture	10 519	15 371	19 088	22 996	16 412	8 857	6 247	11 972	16 845	20 523	16 669	9 426
Closing Inventory												
Stock à la fermeture	15 371	19 088	22 996	16 412	8 857	6 247	11 972	16 845	20 523	16 669	9 426	12 105
Disposition												
Disponibilité	11 861	10 638	11 309	11 916	11 708	12 757	14 758	14 978	14 495	8 239	12 038	9 437
1979												
Production												
Production	16 223	16 767	19 766	12 137	5 172	10 590	18 826	16 620	15 214	2 837	6 387	9 375
Injection												
Injection	—	268	3 620	—	2 078	2 002	—	—	—	—	—	—
Opening Inventory												
Stock à l'ouverture	12 105	14 348	17 621	21 500	21 312	11 625	8 605	14 193	16 861	18 368	17 718	11 074
Closing Inventory												
Stock à la fermeture	14 348	17 621	21 500	21 312	11 625	8 605	14 193	16 861	18 368	17 718	11 074	9 419
Disposition												
Disponibilité	13 981	13 225	12 268	12 325	12 781	11 608	13 238	13 951	13 707	3 486	13 032	11 030
1980												
Production												
Production	19 108	17 740	20 210	14 504	1 206	12 411	17 099	16 095	16 427	10 161	2 260	14 395
Injection												
Injection	—	—	739	—	164	168	—	—	—	—	—	—
Opening Inventory												
Stock à l'ouverture	9 419	15 473	21 188	27 539	28 449	15 197	13 717	15 998	17 172	20 488	20 679	9 215
Closing Inventory												
Stock à la fermeture	15 473	21 188	27 539	28 449	15 197	13 717	15 998	17 172	20 488	20 679	9 215	10 038
Disposition												
Disponibilité	13 054	12 025	13 120	13 595	14 294	13 723	14 818	14 921	13 111	9 970	13 725	13 572
1981												
Production												
Production	21 829	18 215	18 109	7 016	7 796	13 335	20 372	20 284	14 979	7 212	6 018	18 201
Injection												
Injection	324	277	—	95	387	—	—	—	—	135	—	—
Opening Inventory												
Stock à l'ouverture	10 038	16 413	21 433	24 108	15 934	7 834	6 290	11 303	16 412	16 692	14 527	5 904
Closing Inventory												
Stock à la fermeture	16 413	21 433	24 108	15 934	7 834	6 290	11 303	16 412	16 692	14 527	5 904	8 461
Disposition												
Disponibilité	15 122	13 471	15 433	15 094	15 510	14 879	15 359	15 175	14 699	9 241	14 642	15 644

Table IV-5
Tableau IV-5

Value of Crude Oil Reproduction Norman Wells, N.W.T.
Valeur de la production de pétrole brut de Norman Wells (T.N.-O.)

Year *Année*	Net Production m^3 *Production net m^3*	Value ($'s) *Valeur (en $)*
1950	30 123	335 856.29
1951	36 181	329 977.95
1952	49 957	378 258.04
1953	50 349	256 454.75
1954	58 807	384 831.48
1955	64 266	1 039 694.26
1956	71 450	940 073.75
1957	60 844	252 506.12
1958	72 671	839 209.90
1959	68 415	764 935.05
1960	74 493	643 968.25
1961	82 193	713 533.04
1962	90 013	624 028.17
1963	100 236	457 339.31
1964	91 278	564 479.70
1965	105 054	742 441.17
1966	117 885	852 549.10
1967	108 776	532 633.35
1968	119 811	909 284.11
1969	125 644	548 214.46
1970	134 503	1 141 596.45
1971	149 313	1 201 643.70
1972	141 509	1 057 666.62
1973	153 063	2 239 605.78
1974	151 770	3 169 864.68
1975	159 952	4 533 749.34
1976	142 486	3 462 324.23
1977	137 587	4 290 370.76
1978	145 720	6 260 018.67
1979	141 946	7 455 005.25
1980	160 546	10 968 526.31
1981	172 148	6 149 053.07

Table IV-6
Tableau IV-6

Natural Gas Production — North of 60°
Annual Summary in 10^3m^3

Production de gaz naturel
Résumé annuel en 10^3m^3

Year *Année*	Gross Production *Production brute*
1943	5 161
1944	22 088
1945	8 058
1946	2 432
1947	2 909
1948	4 427
1949	1 838
1950	1 870
1951	3 034
1952	3 811
1953	3 710
1954	4 057
1955	4 963
1956	7 719
1957	6 032
1958	8 052
1959	8 298
1960	9 278
1961	12 984
1962	18 380
1963	21 910
1964	21 640
1965	18 208
1966	19 847
1967	17 625
1968	19 968
1969	19 276
1970	25 273
1971	34 285
1972	366 261
1973	1 085 647
1974	952 047
1975	928 213
1976	1 001 230
1977	813 761
1978	655 587
1979	666 769
1980	469 287
1981	397 515

Figure IV-3
Annual Production of Natural Gas — North of 60° 1943–1981
Production annuelle de gaz naturel — nord du 60° 1943–1981

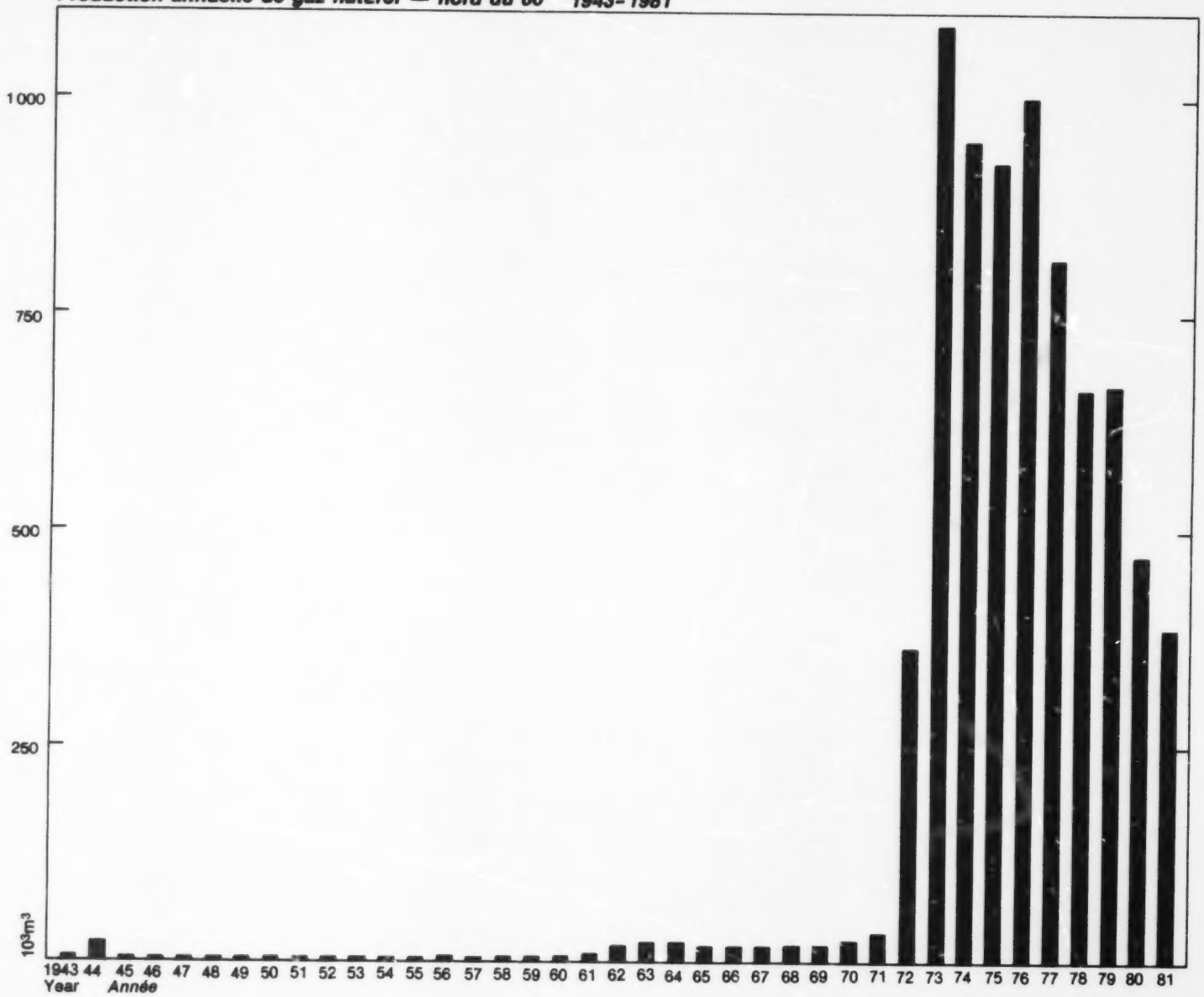


Table IV-7
Tableau IV-7

Monthly Natural Gas Production — N.W.T. 10^3m^3
Production mensuelle de gaz naturel (T.N.-O.) en 10^3m^3

Year *Annee*	Jan. *Janv.*	Feb. *Fév.*	March *Mars*	April *Avril*	May *Mai*	June *Juin*	July *Juill.*	Aug. *Août*	Sept. *Sept.*	Oct. *Oct.*	Nov. *Nov.*	Dec. *Déc.*
1943	161	187	339	359	311	363	435	372	376	525	705	1 027
1944	956	1 373	1 817	2 148	1 961	2 125	1 143	1 126	1 950	2 346	2 488	2 655
1945	2 563	2 567	1 069	127	199	205	139	139	328	286	181	257
1946	119	104	129	292	293	258	258	298	249	167	121	144
1947	155	237	402	477	264	206	242	352	303	135	270	129
1948	51	454	505	602	525	456	354	350	283	419	304	123
1949	74	239	370	171	246	72	101	157	179	130	42	57
1950	27	48	116	370	277	221	251	458	140	20	33	49
1951	15	51	262	641	460	320	294	326	317	178	64	86
1952	66	444	480	539	341	268	267	485	437	246	109	128
1953	28	235	513	549	307	281	297	307	405	386	210	193
1954	114	513	584	665	295	156	281	331	378	325	291	124
1955	40	571	601	675	414	253	268	329	454	471	410	477
1956	217	644	683	770	781	499	913	1 079	960	490	270	414
1957	444	735	815	622	134	375	728	682	638	248	283	327
1958	339	571	732	773	231	676	935	1 128	1 148	486	466	566
1959	479	1 017	892	753	170	221	642	954	1 140	699	389	942
1960	712	731	794	892	225	438	918	1 094	1 338	1 072	382	683
1961	887	1 271	995	1 176	566	687	1 112	1 473	1 577	1 141	795	1 304
1962	1 229	1 715	1 689	2 110	955	1 218	1 272	1 906	1 867	1 378	929	2 112
1963	1 568	1 816	1 687	1 842	733	1 612	2 041	2 005	2 078	2 315	1 335	2 868
1964	1 900	2 279	2 134	2 305	760	1 462	2 359	2 319	2 412	1 345	805	1 562
1965	1 240	1 675	1 568	1 363	831	1 847	2 218	1 924	1 892	1 343	895	1 413
1966	1 164	1 731	1 440	2 033	1 280	1 431	1 701	2 067	2 223	1 629	1 047	2 103
1967	1 528	2 010	1 607	1 407	712	949	1 711	1 663	1 822	1 041	736	2 439
1968	1 753	1 376	1 834	1 555	640	1 306	2 424	2 406	2 445	1 592	796	1 840
1969	1 709	1 301	1 707	1 348	948	1 932	1 423	2 698	2 317	1 001	1 041	1 795
1970	2 578	2 223	1 845	1 228	1 088	1 890	2 735	3 062	2 657	1 719	1 535	2 712
1971	2 768	2 801	3 192	2 869	916	2 406	3 636	3 505	2 833	1 762	3 075	4 522
1972	3 330	3 357	3 584	2 125	1 015	1 688	3 432	4 525	76 612	88 046	73 555	104 989
1973	101 986	91 037	101 822	96 969	96 239	90 838	92 661	83 013	74 512	90 253	81 940	84 377
1974	85 454	75 796	83 437	79 713	82 570	88 712	87 275	76 372	69 310	75 574	73 146	74 686
1975	80 805	62 215	81 062	73 878	73 685	66 908	79 530	68 950	72 377	76 343	93 579	98 881
1976	105 068	98 226	100 823	98 846	96 393	82 671	49 751	63 153	65 886	81 237	78 328	80 847
1977	78 533	70 593	74 794	69 444	70 191	44 397	59 150	58 399	72 366	69 812	70 042	76 039
1978	69 753	60 921	59 346	46 204	49 894	33 864	45 558	61 821	53 948	53 674	46 934	73 669
1979	70 641	59 953	64 629	56 386	43 288	58 173	45 577	41 494	59 493	58 355	50 348	58 431
1980	59 353	56 911	52 192	39 699	39 321	27 189	16 145	4 628	20 234	50 621	49 476	53 516
1981	42 883	38 652	47 069	43 655	37 041	39 624	24 756	6 312	27 624	35 114	26 970	27 814

Table IV-8
Tableau IV-8

Natural Gas Disposition — N.W.T. Quantities in 10^3m^3
Disponibilité de gaz naturel (T.N.-O.) 10^3m^3

Year *Année*	Production *Production*	Flared *Brûlage*	Used on Lease *Utilisation sous bail*	Disposition *Disponibilité*
1943	5 161	312	—	4 848
1944	22 088	38	—	22 050
1945	8 058	139	—	7 920
1946	2 432	—	—	2 432
1947	2 909	—	—	2 909
1948	4 427	2 815	—	1 612
1949	1 838	1 468	—	370
1950	1 870	1 909	—	39
1951	3 034	3 026	—	8
1952	3 811	153	—	3 658
1953	3 710	3 021	—	689
1954	4 057	3 237	—	820
1955	4 963	4 438	—	525
1956	7 719	7 128	—	591
1957	6 032	5 487	—	545
1958	8 052	7 364	—	688
1959	8 298	6 405	—	1 893
1960	9 278	8 157	—	1 121
1961	12 984	11 810	—	1 174
1962	18 380	11 148	—	7 232
1963	21 902	20 456	—	1 446
1964	21 640	20 673	—	967
1965	18 208	16 994	—	1 213
1966	19 847	18 545	—	1 303
1967	17 625	16 484	—	1 142
1968	19 968	18 776	—	1 192
1969	19 276	18 044	—	1 232
1970	25 273	22 964	—	2 309
1971	34 285	25 855	—	8 430
1972	366 261	26 688	1 670	337 904
1973	1 085 647	41 183	7 531	1 036 933
1974	952 047	41 547	5 038	905 462
1975	928 213	49 201	4 908	874 104
1976	1 001 230	45 015	4 749	951 466
1977	813 761	40 185	4 771	768 804
1978	655 587	59 445	3 871	592 271
1979	666 769	52 681	3 601	610 487
1980	469 287	42 496	28	426 763
1981	397 515	36 789	45	360 680

Figure IV-4
Annual Production of Natural Gas Y.T. 1961-1981
Production annuelle de gaz naturel Yukon 1961-1981

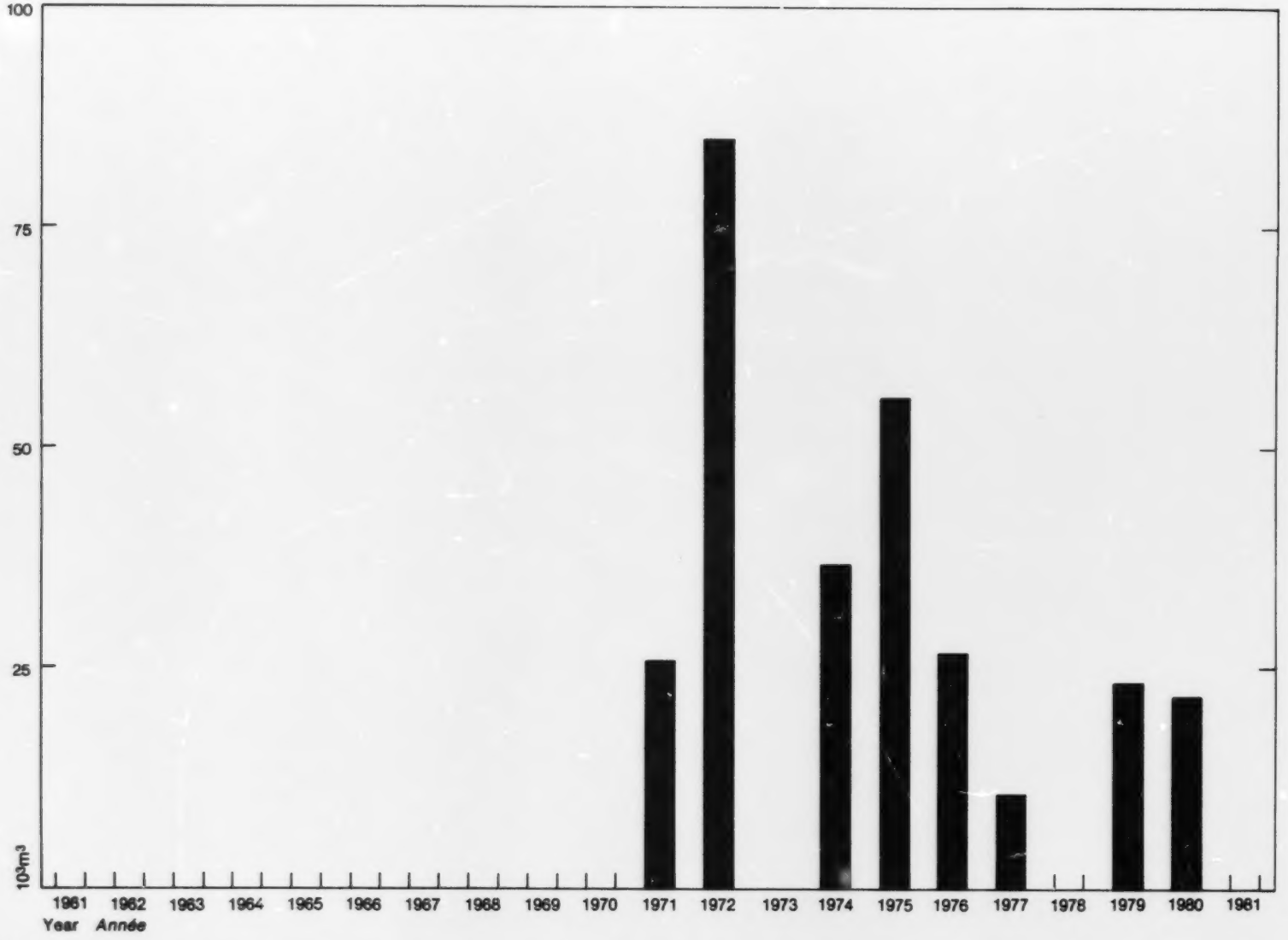


Table IV-9
Tableau IV-9

Monthly Disposition of Natural Gas — Norman Wells
Disponibilité mensuelle de gaz naturel à Norman Wells

1943	Jan. *Janv.*	Feb. *Fév.*	March *Mars*	April *Avril*	May *Mai*	June *Juin*	July *Juill.*	Aug. *Août*	Sept. *Sept.*	Oct. *Oct.*	Nov. *Nov.*	Dec. *Déc.*
Production												
Production	161	187	339	359	311	363	435	372	376	525	705	1 027
Flared												
Brûlage	12	13	11	28	9	33	99	37	9	28	17	15
Disposition												
Disponibilité	149	175	328	330	302	329	336	335	367	497	689	1 012
1944												
Production												
Production	956	1 373	1 817	2 148	1 961	2 125	1 143	1 126	1 950	2 346	2 488	2 655
Flared												
Brûlage	21	17	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Disposition												
Disponibilité	935	1 356	1 817	2 148	1 961	2 125	1 143	1 126	1 950	2 346	2 488	2 655
1945												
Production												
Production	2 563	2 567	1 069	127	199	205	139	139	328	286	181	257
Flared												
Brûlage	—	—	—	—	—	—	139	—	—	—	—	—
Disposition												
Disponibilité	2 563	2 567	1 069	127	199	205	—	139	328	286	181	257
1946												
Production												
Production	119	104	129	292	293	258	258	298	249	167	121	144
Flared												
Brûlage	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Disposition												
Disponibilité	119	104	129	292	293	258	258	298	249	167	121	144
1947												
Production												
Production	155	237	402	477	264	206	—	352	303	115	270	129
Flared												
Brûlage	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Disposition												
Disponibilité	155	237	402	477	264	206	—	352	303	115	270	129
1948												
Production												
Production	51	454	505	602	525	456	354	350	283	414	304	123
Flared												
Brûlage	—	—	—	—	—	456	354	350	283	414	304	123
Disposition												
Disponibilité	51	454	505	602	525	—	—	—	—	—	—	—
1949												
Production												
Production	74	239	171	370	246	72	101	157	179	130	42	57
Flared												
Brûlage	74	239	171	370	246	72	101	157	179	130	42	57
Disposition												
Disponibilité	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—

Table IV-9 (cont'd)
Tableau IV-9 (suite)

	Jan. *Janv.*	Feb. *Fév.*	March *Mars*	April *Avril*	May *Mai*	June *Juin*	July *Juill.*	Aug. *Août*	Sept. *Sept.*	Oct. *Oct.*	Nov. *Nov.*	Dec. *Déc.*
1950												
Production												
Production	27	48	116	230	277	221	251	458	140	20	33	49
Flared												
Brûlage	19	48	116	230	277	221	251	458	98	20	12	20
Disposition												
Disponibilité	8	—	—	—	—	—	—	—	42	—	21	29
1951												
Production												
Production	15	51	282	641	460	320	294	326	317	178	64	86
Flared												
Brûlage	7	51	282	641	46	320	294	326	317	178	64	86
Disposition												
Disponibilité	8	—	—	—	414	—	—	—	—	—	—	—
1952												
Production												
Production	66	444	480	539	341	268	267	485	437	246	109	128
Flared												
Brûlage	66	444	480	539	341	268	267	485	437	174	75	82
Disposition												
Disponibilité	—	—	—	—	—	—	—	—	—	72	34	47
1953												
Production												
Production	28	235	513	549	307	281	297	307	405	386	210	193
Flared												
Brûlage	13	193	436	473	237	165	247	213	335	343	180	158
Disposition												
Disponibilité	16	42	76	76	70	115	50	94	71	43	29	35
1954												
Production												
Production	114	513	584	665	295	156	281	331	378	325	291	124
Flared												
Brûlage	96	443	528	585	253	113	196	218	284	238	191	92
Disposition												
Disponibilité	17	69	56	80	42	43	86	112	94	87	100	32
1955												
Production												
Production	40	571	601	675	414	253	268	329	454	471	410	477
Flared												
Brûlage	29	549	535	588	333	207	237	298	419	444	363	436
Disposition												
Disponibilité	11	21	66	86	81	46	32	31	35	28	47	42
1956												
Production												
Production	217	644	683	770	781	499	913	1 079	960	490	270	414
Flared												
Brûlage	200	602	636	738	730	462	866	1 020	895	417	200	362
Disposition												
Disponibilité	17	42	47	31	50	36	47	59	64	73	70	52

Table IV-9 (cont'd)
Tableau IV-9 (suite)

	Jan. *Janv.*	Feb. *Fév.*	March *Mars*	April *Avril*	May *Mai*	June *Juin*	July *Juill.*	Aug. *Août*	Sept. *Sept.*	Oct. *Oct.*	Nov. *Nov.*	Dec. *Déc.*
1957												
Production												
Production	444	733	815	622	134	375	728	682	638	248	283	327
Flared												
Brûlage	372	673	753	581	107	342	6 972	649	606	218	251	239
Disposition												
Disponibilité	73	59	62	41	27	33	6 244	33	32	31	32	89
1958												
Production												
Production	339	571	732	773	231	676	935	1 128	1 148	486	466	566
Flared												
Brûlage	286	528	689	732	204	639	894	1 076	1 067	424	375	449
Disposition												
Disponibilité	53	43	43	40	27	37	41	52	81	62	91	117
1959												
Production												
Production	479	1 017	892	753	170	221	642	954	1 140	699	389	942
Flared												
Brûlage	394	780	662	660	103	135	416	708	904	635	266	742
Disposition												
Disponibilité	85	236	229	93	67	87	226	246	237	64	123	200
1960												
Production												
Production	712	731	794	892	225	438	918	1 094	1 338	1 072	382	683
Flared												
Brûlage	590	540	662	795	190	359	826	1 004	1 248	1 043	305	596
Disposition												
Disponibilité	122	192	131	97	35	79	92	90	90	30	77	87
1961												
Production												
Production	887	1 271	995	1 176	566	687	1 112	1 473	1 577	1 141	795	1 304
Flared												
Brûlage	778	1 175	900	1 085	494	612	1 028	1 421	1 514	1 082	684	1 037
Disposition												
Disponibilité	109	97	95	91	72	75	84	52	63	59	111	267
1962												
Production												
Production	1 229	1 715	1 689	2 110	955	1 218	1 272	1 906	1 867	1 378	929	2 112
Flared												
Brûlage	1 064	1 510	1 501	1 927	790	1 151	1 168	1 742	1 801	1 319	866	1 944
Disposition												
Disponibilité	165	206	188	184	164	67	104	164	66	59	63	168
1963												
Production												
Production	1 568	1 816	1 687	1 842	733	1 612	2 041	2 005	2 078	2 315	1 335	2 868
Flared												
Brûlage	1 397	1 633	1 518	1 675	690	1 422	1 964	1 910	2 021	2 258	1 241	2 727
Disposition												
Disponibilité	171	182	169	167	44	190	77	95	57	57	95	142

Table IV-9 (cont'd)
Tableau IV-9 (suite)

	Jan. *Janv.*	Feb. *Fév.*	March *Mars*	April *Avril*	May *Mai*	June *Juin*	July *Juill.*	Aug. *Août*	Sept. *Sept.*	Oct. *Oct.*	Nov. *Nov.*	Dec. *Déc.*
1964												
Production												
Production	1 900	2 279	2 134	2 305	760	1 462	2 359	2 319	2 412	1 345	805	1 562
Flared												
Brûlage	1 795	2 152	2 055	2 242	708	1 410	2 313	2 266	2 361	1 277	693	1 400
Disposition												
Disponibilité	104	126	80	62	52	52	45	52	52	68	111	162
1965												
Production												
Production	1 240	1 675	1 568	1 363	831	1 847	2 218	1 924	1 892	1 343	895	1 413
Flared												
Brûlage	1 113	1 502	1 418	1 192	731	1 818	2 196	1 887	1 803	1 274	794	1 264
Disposition												
Disponibilité	126	172	150	171	100	29	22	37	89	69	100	149
1966												
Production												
Production	1 164	1 731	1 440	2 033	1 280	1 431	1 701	2 067	2 223	1 629	1 047	2 103
Flared												
Brûlage	1 035	1 570	1 299	1 875	1 167	1 330	1 629	2 022	2 166	1 564	935	1 953
Disposition												
Disponibilité	129	161	141	158	112	101	72	45	57	65	112	149
1967												
Production												
Production	1 528	2 010	1 607	1 407	712	949	1 711	1 663	1 822	1 041	736	2 439
Flared												
Brûlage	1 433	1 879	1 500	1 276	605	868	1 635	1 582	1 744	977	665	2 318
Disposition												
Disponibilité	95	131	107	131	107	80	76	82	78	64	71	121
1968												
Production												
Production	1 753	1 376	1 834	1 555	640	1 278	2 424	2 406	2 445	1 592	796	1 840
Flared												
Brûlage	1 635	1 287	1 713	1 455	536	1 247	2 410	2 382	2 345	1 468	659	1 637
Disposition												
Disponibilité	118	90	121	100	104	31	14	24	100	123	137	203
1969												
Production												
Production	1 709	1 301	1 707	1 348	948	1 932	1 423	2 696	2 373	1 001	1 041	1 795
Flared												
Brûlage	1 525	1 135	1 568	1 245	859	1 861	1 400	2 644	2 322	932	898	1 654
Disposition												
Disponibilité	184	166	140	103	88	71	23	54	51	69	143	141
1970												
Production												
Production	2 578	2 223	1 845	1 228	1 088	1 890	2 735	3 062	2 657	1 719	1 535	2 712
Flared												
Brûlage	2 412	2 086	1 757	1 161	1 046	1 857	2 705	3 040	2 567	1 301	916	2 119
Disposition												
Disponibilité	167	137	88	67	42	33	31	22	90	418	619	593

Table IV-9 (cont'd)
Tableau IV-9 (suite)

	Jan. *Janv.*	Feb. *Fév.*	March *Mars*	April *Avril*	May *Mai*	June *Juin*	July *Juill.*	Aug. *Août*	Sept. *Sept.*	Oct. *Oct.*	Nov. *Nov.*	Dec. *Déc.*
1971												
Production *Production*	2 768	2 801	3 192	2 869	916	2 406	3 636	3 505	2 833	1 762	3 075	4 522
Flared *Brûlage*	2 058	2 143	2 550	2 157	432	1 778	3 053	3 072	2 133	921	2 135	3 424
Disposition *Disponibilité*	711	657	642	712	484	628	584	433	699	841	940	1 098
1972												
Production *Production*	3 330	3 357	3 584	2 127	1 015	1 688	3 432	3 860	3 882	2 739	2 413	3 710
Flared *Brûlage*	2 319	2 407	2 576	1 189	335	1 109	2 899	3 567	3 117	1 750	1 322	2 642
Disposition *Disponibilité*	1 011	950	1 008	938	681	579	533	293	765	989	1 091	1 068
1973												
Production *Production*	3 686	3 795	4 515	3 394	2 853	4 657	6 551	5 833	4 442	2 304	2 294	4 425
Flared *Brûlage*	2 680	2 986	3 686	2 723	2 152	4 219	6 061	5 557	4 103	1 843	1 434	3 502
Disposition *Disponibilité*	1 006	809	829	671	701	438	491	276	338	461	859	923
1974												
Production *Production*	3 750	4 553	5 167	3 079	1 502	5 108	6 687	5 625	5 453	2 738	2 444	4 078
Flared *Brûlage*	2 867	3 801	4 350	2 388	1 245	4 532	6 046	5 007	4 699	1 885	1 578	3 148
Disposition *Disponibilité*	883	752	817	691	257	576	640	618	754	853	866	930
1975												
Production *Production*	5 093	5 396	4 539	3 236	2 391	4 544	6 874	6 330	6 476	3 243	3 377	5 622
Flared *Brûlage*	4 281	4 550	3 677	2 426	1 657	4 009	6 297	5 731	5 846	2 721	2 531	4 700
Disposition *Disponibilité*	813	846	862	811	734	535	577	599	630	523	846	922
1976												
Production *Production*	5 842	4 557	4 437	4 090	2 965	5 241	5 626	6 341	3 555	2 955	3 074	5 003
Flared *Brûlage*	4 994	3 628	3 584	3 584	2 504	4 706	5 062	5 696	2 811	2 149	2 246	4 050
Disposition *Disponibilité*	848	929	852	506	461	535	565	645	744	806	827	953
1977												
Production *Production*	5 356	4 850	4 205	3 209	1 191	2 516	5 405	6 669	5 113	3 273	2 298	5 053
Flared *Brûlage*	4 687	3 939	3 287	2 254	1 012	2 102	4 888	5 839	4 328	2 546	1 348	3 954
Disposition *Disponibilité*	669	911	918	955	179	413	517	830	785	727	949	1 099

Table IV-9 (cont'd)
Tableau IV-9 (suite)

	Jan. *Janv.*	Feb. *Fév.*	March *Mars*	April *Avril*	May *Mai*	June *Juin*	July *Juill.*	Aug. *Août*	Sept. *Sept.*	Oct. *Oct.*	Nov. *Nov.*	Dec. *Déc.*
1978												
Production *Production*	4 360	5 458	6 777	4 024	4 363	6 752	8 103	7 429	6 256	4 543	4 394	7 401
Flared *Brûlage*	3 520	4 141	5 911	3 170	3 556	6 095	7 397	6 902	5 604	3 718	3 306	6 125
Disposition *Disponibilité*	840	1 317	865	854	807	657	706	526	652	825	1 088	1 277
1979												
Production *Production*	7 334	8 258	9 200	6 882	3 825	4 337	6 517	5 345	4 486	1 867	2 802	3 438
Flared *Brûlage*	6 127	7 115	8 124	5 980	2 940	3 363	5 456	4 346	3 404	1 071	2 002	2 752
Disposition *Disponibilité*	1 207	1 143	1 076	902	884	974	1 061	999	1 081	795	801	686
1980												
Production *Production*	5 405	5 237	5 506	3 452	1 674	3 395	4 989	4 628	5 290	3 694	2 156	5 280
Flared *Brûlage*	4 589	4 554	4 865	3 133	1 035	2 618	4 378	4 008	4 622	2 803	1 322	4 554
Disposition *Disponibilité*	816	683	641	319	638	777	611	620	668	890	834	726
1981												
Production *Production*	6 273	5 727	4 412	1 526	1 768	3 451	4 553	6 312	4 201	1 827	1 291	5 270
Flared *Brûlage*	5 719	4 894	3 680	250	931	2 830	4 000	5 091	2 925	1 042	616	4 810
Disposition *Disponibilité*	554	832	732	1 276	836	621	552	1 221	1 276	785	675	461

Table IV-10
Tableau IV-10

Monthly Disposition of Natural Gas — Pointed Mountain 10^3m^3
Disponibilité mensuelle de gaz naturel à Pointed Mountain 10^3m^3

1972	Jan. *Janv.*	Feb. *Fév.*	March *Mars*	April *Avril*	May *Mai*	June *Juin*	July *Juill.*	Aug. *Août*	Sept. *Sept.*	Oct. *Oct.*	Nov. *Nov.*	Dec. *Déc.*
Production *Production*								665	72 730	85 307	71 141	101 279
Flared *Brûlage*								28	563	—	863	—
Used on Lease *Utilisation sous bail*								—	183	54	679	754
Disposition *Disponibilité*								637	71 984	85 253	69 599	100 525
1973												
Production *Production*	98 300	87 242	97 307	93 574	93 386	86 181	86 109	77 180	70 070	87 949	79 646	79 952
Flared *Brûlage*	—	200	—	—	—	36	—	—	—	—	—	—
Used on Lease *Utilisation sous bail*	733	661	697	625	596	583	585	605	602	606	609	628
Disposition *Disponibilité*	97 567	86 380	96 610	92 950	92 790	85 562	85 524	76 575	69 468	87 343	79 037	79 324
1974												
Production *Production*	81 704	71 243	78 270	76 635	81 069	83 604	80 588	70 747	63 857	72 837	70 701	70 608
Flared *Brûlage*	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Used on Lease *Utilisation sous bail*	629	534	584	520	95	328	338	403	355	394	411	445
Disposition *Disponibilité*	81 075	70 709	77 685	76 114	80 974	83 275	80 250	70 344	63 501	72 442	70 291	70 163
1975												
Production *Production*	75 712	56 819	76 522	70 642	71 294	62 364	72 656	62 620	65 901	73 099	90 202	93 258
Flared *Brûlage*	—	—	—	—	—	—	—	—	—	14	761	—
Used on Lease *Utilisation sous bail*	488	429	457	408	382	366	372	381	363	403	410	447
Disposition *Disponibilité*	75 223	56 390	76 065	70 233	70 912	61 998	72 284	62 239	65 538	72 682	89 031	92 811
1976												
Production *Production*	99 226	93 669	96 386	94 755	93 428	77 430	44 125	56 813	62 331	78 282	75 254	75 844
Flared *Brûlage*	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Used on Lease *Utilisation sous bail*	484	421	435	370	379	380	352	367	321	364	415	460
Disposition *Disponibilité*	98 742	93 248	95 951	94 385	93 049	77 050	43 772	56 446	62 010	77 918	74 839	75 383

Table IV-10 (cont'd)
Tableau IV-10 (suite)

	Jan. *Janv.*	Feb. *Fév.*	March *Mars*	April *Avril*	May *Mai*	June *Juin*	July *Juill.*	Aug. *Août*	Sept. *Sept.*	Oct. *Oct*	Nov. *Nov.*	Dec. *Déc.*
1977												
Production *Production*	73 177	65 743	70 589	66 235	69 000	41 881	53 745	51 730	67 253	66 539	67 744	70 986
Flared *Brûlage*	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Used on Lease *Utilisation sous bail*	446	385	426	391	382	325	333	356	384	450	456	436
Disposition *Disponibilité*	72 731	65 358	70 162	65 844	68 618	41 556	53 411	51 374	66 869	66 089	67 288	70 549
1978												
Production *Production*	65 393	55 463	52 569	42 180	45 531	27 112	37 454	54 392	47 692	49 132	42 540	66 267
Flared *Brûlage*	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Used on Lease *Utilisation sous bail*	433	330	325	306	303	255	266	306	306	318	315	406
Disposition *Disponibilité*	64 960	55 133	52 244	41 874	45 228	26 856	37 188	54 086	47 386	48 813	42 226	65 861
1979												
Production *Production*	63 307	51 696	55 429	49 504	39 463	53 835	39 060	36 149	55 007	56 488	47 546	54 992
Flared *Brûlage*	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Used on Lease *Utilisation sous bail*	357	330	339	274	274	231	244	221	271	382	285	393
Disposition *Disponibilité*	62 951	51 366	55 090	49 230	39 189	53 604	38 816	35 928	54 737	56 106	47 261	54 600
1980												
Production *Production*	53 948	51 674	46 686	36 248	37 648	23 794	11 155	—	14 945	46 927	47 320	48 236
Flared *Brûlage*	—	—	—	13	—	—	—	—	1	—	—	—
Used on Lease *Utilisation sous bail*	12	6	8	—	—	—	—	—	—	—	—	1
Disposition *Disponibilité*	53 936	51 667	46 678	36 234	37 647	23 794	11 155	—	14 944	46 927	47 320	48 235
1981												
Production *Production*	36 610	32 925	42 657	42 129	35 273	36 173	20 203	—	23 423	33 286	25 678	22 544
Flared *Brûlage*	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Used on Lease *Utilisation sous bail*	1	3	6	5	1	3	5	—	—	1	6	14
Disposition *Disponibilité*	36 609	32 922	42 651	42 124	35 272	36 170	20 198	—	23 423	33 286	25 672	22 530

*Field went on stream August, 1972.
**Champ entré en exploitation en août 1972.*

Table IV-11
Tableau IV-11

Natural Gas Production Yukon Territory — m^3
Production de gaz naturel au Yukon — m^3

Year *Année*	Gross Production *Production brute*
1961	NIL *Néant*
1962	NIL *Néant*
1963	NIL *Néant*
1964	NIL *Néant*
1965	NIL *Néant*
1966	NIL *Néant*
1967	NIL *Néant*
1968	NIL *Néant*
1969	NIL *Néant*
1970	NIL *Néant*
1971	NIL *Néant*
1972	26 055
1973	85 165
1974	NIL *Néant*
1975	36 709
1976	55 654
1977	27 206
1978	11 645
1979	NIL *Néant*
1980	23 648
1981	21 875
	NIL *Néant*

Table IV-12
Tableau IV-12

Monthly Natural Gas Production — Beaver River* — 10^3m^3
Production mensuelle de gaz naturel au champ de gaz de Beaver River* — 10^3m^3

	Jan. *Janv.*	Feb. *Fév.*	March *Mars*	April *Avril*	May *Mai*	June *Juin*	July *Juill.*	Aug. *Août*	Sept. *Sept.*	Oct. *Oct.*	Nov. *Nov.*	Dec. *Déc.*
1971												
Yukon										0	13 232	12 822
B.C. *C.-B.*										30 948	159 903	144 958
Total										30 948	173 136	157 781
1972												
Yukon	14 547	13 603	9 541	9 050	7 469	5 941	4 700	4 492	3 257	12 561	0	0
B.C. *C.-B.*	137 933	135 401	143 821	135 920	144 930	163 661	159 063	186 187	177 104	169 084	193 223	176 584
Total	152 480	149 005	153 362	144 970	152 400	169 602	163 764	190 680	180 362	181 646	193 223	176 584
1973												
Yukon	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B.C. *C.-B.*	193 533	178 535	192 941	194 139	188 206	178 386	148 210	99 032	57 173	72 430	68 533	67 248
Total	193 533	178 535	192 941	194 139	188 206	178 386	148 210	99 032	57 173	72 430	68 533	67 248
1974												
Yukon	0	0	0	0	2 258	5 730	4 946	4 121	7 170	5 365	3 721	3 398
B.C. *C.-B.*	55 198	44 550	64 437	41 915	45 512	39 699	35 521	28 716	27 659	25 127	22 158	26 023
Total	55 198	44 550	64 437	41 915	47 770	45 430	40 467	32 836	34 829	30 492	25 878	29 422
1975												
Yukon	6 004	4 964	5 144	4 896	4 587	4 752	4 573	4 918	4 506	3 000	4 189	4 120
B.C. *C.-B.*	32 411	27 367	28 161	28 048	26 867	25 096	24 351	23 043	22 736	25 329	23 409	22 396
Total	38 415	32 331	33 305	32 944	31 453	29 849	28 924	27 961	27 242	28 329	27 598	26 516
1976												
Yukon	3 655	3 269	3 247	2 749	2 738	1 516	2 607	1 279	1 298	1 043	1 647	2 138
B.C. *C.-B.*	18 692	14 733	15 507	13 849	11 790	10 411	12 279	26 113	26 116	23 964	10 689	8 190
Total	22 347	18 022	18 754	16 598	14 528	11 927	14 886	27 392	27 414	25 008	12 336	10 328

Table IV-12
Tableau IV-12

Monthly Natural Gas Production — Beaver River* — 10^3m^3
Production mensuelle de gaz naturel au champ de gaz de Beaver River* — 10^3m^3

	Jan. *Janv.*	Feb. *Fév.*	March *Mars*	April *Avril*	May *Mai*	June *Juin*	July *Juill.*	Aug. *Août*	Sept. *Sept.*	Oct. *Oct.*	Nov. *Nov.*	Dec. *Déc.*
1977												
Yukon	1 978	1 918	2 066	1 825	1 614	534	1 086	643	0	0	0	0
B.C. *C.-B.*	8 779	5 911	5 652	3 776	3 695	4 367	4 486	4 924	6 848	12 397	9 436	9 039
Total	10 757	7 829	7 718	5 602	5 309	4 902	5 573	5 567	6 848	12 397	9 436	9 039
1978												
Yukon	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
B.C. *C.-B.*	5 546	3 680	5 206	5 438	6 651	5 321	4 160	3 475	1 988	176	0	0
Total	5 546	3 680	5 206	5 438	6 651	5 321	4 160	3 475	1 988	176	0	0
1979	0	2 920	8 446	0	0	0	0	3 099	0	1 577	4 761	2 844
1980	13 177	6 084	1 207	0	0	0	0	0	0	0	1 406	0

*No production prior to October, 1971.
**Aucune production avant octobre 1971.*
*No production after November 1980.
**Aucune production après novembre 1980.*

Table IV-13
Tableau IV-13

Natural Gas Disposition — Yukon Territory Quantities in 10^3m^3
Disponibilité de gaz naturel au Yukon en 10^3m^3

Year *Année*	Production *Production*	Flared *Brûlage*	Used on Lease *Utilisation sous bail*	Disposition *Disponibilité*
1961	NIL *Néant*			
1962	NIL *Néant*			
1963	NIL *Néant*			
1964	NIL *Néant*			
1965	NIL *Néant*			
1966	NIL *Néant*			
1967	NIL *Néant*			
1968	NIL *Néant*			
1969	NIL *Néant*			
1070	NIL *Néant*			
1971	26 055	93	89	25 873
1972	85 165	312	0	84 853
1973	NIL *Néant*	NIL *Néant*	NIL *Néant*	NIL *Néant*
1974	36 709	0	0	36 709
1975	55 654	31	0	55 623
1976	27 206	0	0	27 206
1977	11 665	0	0	11 665
1978	NIL *Néant*	NIL *Néant*	NIL *Néant*	NIL *Néant*
1979	23 648	1 235	0	22 413
1980	21 875	0	0	21 875
1981	NIL *Néant*	NIL *Néant*	NIL *Néant*	NIL *Néant*

Table IV-14
Tableau IV-14

Monthly Disposition of Natural Gas — Beaver River — 10^3m^3
Disponibilité mensuelle de gaz naturel au champ de gaz de Beaver River — 10^3m^3

1971	Jan. *Janv.*	Feb. *Fév.*	March *Mars*	April *Avril*	May *Mai*	June *Juin*	July *Juill.*	Aug. *Août*	Sept. *Sept.*	Oct. *Oct.*	Nov. *Nov.*	Dec. *Déc.*
Production *Production*										30 948	173 136	157 781
Flared *Brûlage*										0	0	330
Used on Lease *Utilisation sous bail*										13	88	187
Disposition *Disponibilité*										30 935	173 047	157 263
1972												
Production *Production*	152 480	149 005	153 362	144 970	152 400	169 602	163 764	190 680	180 362	181 646	193 223	176 584
Flared *Brûlage*	195	385	795	0	0	76	808	126	0	0	9	84
Used on Lease *Utilisation sous bail*	155	90	250	267	118	62	106	81	60	105	467	491
Disposition *Disponibilité*	152 130	148 530	152 318	144 703	152 281	169 463	162 849	190 472	180 302	181 541	192 747	176 007
1973												
Production *Production*	193 533	178 535	192 941	194 139	188 206	178 386	148 210	99 032	57 173	72 430	68 533	67 248
Flared *Brûlage*	45	146	20	4	6	59	40	12	76	30	99	8
Used on Lease *Utilisation sous bail*	547	443	429	379	390	380	423	408	445	468	472	106
Disposition *Disponibilité*	192 940	177 945	192 492	193 756	187 811	177 947	147 746	98 611	56 653	71 931	67 962	67 133
1974												
Production *Production*	55 198	44 550	64 347	41 915	47 770	45 430	40 467	32 836	34 829	30 492	25 878	29 422
Flared *Brûlage*	79	4	28	14	197	0	256	0	0	0	0	71
Used on Lease *Utilisation sous bail*	228	58	224	96	475	480	445	326	345	422	354	372
Disposition *Disponibilité*	54 891	44 488	64 185	41 805	47 098	44 049	39 766	32 510	34 483	30 070	25 525	28 978
1975												
Production *Production*	38 415	32 331	33 305	32 944	31 453	29 849	28 924	27 961	27 242	28 329	27 598	26 516
Flared *Brûlage*	14	0	70	0	0	0	0	0	0	37	0	0
Used on Lease *Utilisation sous bail*	383	333	349	321	278	254	234	240	243	328	360	391
Disposition *Disponibilité*	38 018	31 997	32 886	32 623	31 175	29 594	28 690	27 721	26 999	27 964	27 238	26 125

Monthly Disposition of Natural Gas — Beaver River — 10^3m^3
Disponibilité mensuelle de gaz naturel au champ de gaz de Beaver River — 10^3m^3

1976	Jan. *Janv.*	Feb. *Fév.*	March *Mars*	April *Avril*	May *Mai*	June *Juin*	July *Juill.*	Aug. *Août*	Sept. *Sept.*	Oct. *Oct.*	Nov. *Nov.*	Dec. *Déc.*
Production *Production*	22 347	18 022	18 754	16 598	14 528	11 927	14 866	27 392	27 414	25 008	12 336	10 328
Flared *Brûlage*	18	36	46	392	78	240	217	106	226	412	0	102
Used on Lease *Utilisation sous bail*	367	331	345	352	386	292	364	350	347	378	397	423
Disposition *Disponibilité*	21 958	17 653	18 364	15 855	14 064	11 394	14 305	26 936	26 841	24 217	11 939	9 803
1977												
Production *Production*	10 757	7 829	7 718	5 602	5 309	4 902	5 573	5 567	6 848	12 397	9 436	9 039
Flared *Brûlage*	146	317	227	66	19	23	79	67	133	0	0	0
Used on Lease *Utilisation sous bail*	398	338	362	351	357	344	316	289	240	280	237	331
Disposition *Disponibilité*	10 213	7 174	7 130	5 184	4 933	4 534	5 177	5 211	6 474	12 117	9 198	8 708
1978												
Production *Production*	5 546	3 680	5 206	5 438	6 651	5 321	4 160	3 475	1 988	176	0	0
Flared *Brûlage*	0	226	44	0	0	0	0	134	103	0	0	0
Used on Lease *Utilisation sous bail*	299	237	256	260	246	241	277	224	49	47	0	0
Disposition *Disponibilité*	5 247	3 216	4 905	5 178	6 405	5 081	3 883	3 117	1 835	129	0	0
Field Shut-in												

Table IV-15
Tableau IV-15

Monthly Disposition of Natural Gas — Kotaneelee — 10^3m^3
Disponibilité mensuelle de gaz naturel au champ de gaz de Kotaneelee — 10^3m^3

1979	Jan. *Janv.*	Feb. *Fév.*	March *Mars*	April *Avril*	May *Mai*	June *Juin*	July *Juill.*	Aug. *Août*	Sept. *Sept.*	Oct. *Oct.*	Nov. *Nov.*	Dec. *Déc.*
Production *Production*	—	2 920	8 446	—	—	—	—	3 099	—	1 577	4 761	2 844
Flared *Brûlage*	—	35	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Used on Lease *Utilisation sous bail*	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Disposition *Disponibilité*	—	2 886	8 446	—	—	—	—	3 099	—	1 577	4 761	2 844
1980												
Production *Production*	13 177	6 084	1 207	—	—	—	—	—	—	—	1 406	—
Flared *Brûlage*	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Used on Lease *Utilisation sous bail*	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—	—
Disposition *Disponibilité*	13 177	6 084	1 207	—	—	—	—	—	—	—	1 406	—
Field Shut-in												

Table IV-16
Tableau IV-16

Pipeline Movements of Petroleum Products Yukon Territory 1959-1972
Transport de produits pétroliers par pipeline au Yukon, de 1959 à 1972

Year *Année*	Gross Receipts (m^3) *Recettes brutes (m^3)*	Line Losses and Unaccounted for (m^3) *Pertes en ligne non déclarées (m^3)*	Net Deliveries *Livraisons nettes*
1959	N/A *S.O.*	N/A *S.O.*	5 907
1960	N/A *S.O.*	N/A *S.O.*	50 927
1961	50 172	22	50 150
1962	23 536	55	23 482
1963	58 346	34	58 312
1964	48 187	-5	48 217
1965	57 957	10 590	47 367
1966	64 672	28	64 644
1967	69 471	264	69 207
1968	94 947	-198	95 145
1969	95 124	-199	94 924
1970	114 489	453	114 036
1971	120 108	484	119 624
1972	135 212	484	134 728

Pipelines

(a) Products Pipelines

(1) Canol No. 1 Norman Wells to Whitehorse, Y.T.
Completed in December 1943, consisted of
436 miles of 4 inch pipe
140 miles of 6 inch pipe
10 pumping stations.
Pipeline capacity estimated at 3,000 bbl./day.
Pipeline and facilities were sold in 1947 to private interests for salvage by the U.S. Government.

(2) Canol No. 2 Skagway to Whitehorse, Y.T.
Built in 1942 by U.S. Army as products pipeline.
Consisted of 105 miles of 4 inch pipe, of which 90 miles is in Canada
1 pumping station in Skagway
Tank farms at Skagway and Whitehorse.
In 1958 the pipeline and facilities within Alaska were sold to the White Pass and Yukon Railway.
On April 13, 1962, the Canadian portion of pipeline and facilities were sold to the White Pass and Yukon Corporation Ltd. The pipeline is currently in use as a products-line operated by Yukon Pipelines Ltd.,

(3) Canol No. 3 Carcross to Watson Lake, Y.T.
Built in 1942 by the U.S. Army as products-pipeline
Consisted of 261.4 miles of 2 inch pipe.
5 pumping stations
Laid dormant from 1945 to 1960.
In 1960 disposed of by Crown Assets Corporation for salvage.

(4) Canol No. 4 Whitehorse to Fairbanks
Built in 1942 by U.S. Army as products-pipeline
Consisted of 605.5 miles of 3 inch pipe of which 314 miles was in Canada.
5 pumping stations.
Sold on July 31, 1962, by Crown Assets Corporation to White Pass and Yukon Corporation Ltd. for salvage

Pipelines

a) Pipelines de transport de produits divers

(1) Canol n° 1, de Norman Wells à Whitehorse (Yukon)
Ce pipeline a été terminé en décembre 1943.
Il comprend 436 milles de tuyau du quatre pouces
140 milles de tuyau de six pouces
10 stations de pompage.
Le pipeline a une capacité estimative de 3,000 barils par jour.
Le pipeline et ses installations connexes ont été vendus à une entreprise privée, en 1947, et ont été récupérés par l'Administration des É.-U.

(2) Canol n° 2, de Skagway à Whitehorse (Yukon)
Ce pipeline a été construit par l'Armée américaine, en 1942, pour le transport de produits divers.
Il comprend 105 milles de tuyau de quatre pouces, dont 90 milles sont en territoire canadien
1 station de pompage située à Skagway
Des parcs de stockage à Skagway et Whitehorse.
En 1958, le pipeline et ses installations connexes de l'Alaska ont été vendus à la White Pass and Yukon Railway
Le 13 avril 1962, la partie canadienne du pipeline et des installations connexes a été vendue à la White Pass and Yukon Corporation Ltd.
Actuellement, le pipeline est exploité par la Yukon Pipelines Ltd., et sert au transport de produits divers.

(3) Canol n° 3, de Carcross à Watson Lake (Yukon)
Ce pipeline a été construit par l'Armée américaine, en 1942, pour le transport de produits divers.
Il comprend 261.4 milles de tuyau de deux pouces
5 stations de pompage
Il n'a pas été utilisé de 1945 à 1960.
En 1960, il fut cédé par la Corporation de Disposition des Biens de la Couronne, pour sa valeur de récupération.

(5) Alcango Haines to Fairbanks
Built in 1958 by the U.S. Army to supply petroleum products in the Fairbanks area.
Consists of 625 miles of 8 inch pipe of which 240 miles is in the Yukon.
Abandoned and scrapped in 1971.

(b) Crude Oil Pipelines
Interprovincial (NW) Ltd. will construct a 324 mm pipeline linking the Norman Wells field to an oil terminal at Zama, Alberta. The 870 km will follow the east bank of the Mackenzie River from Norman Wells to Fort Simpson where it crosses the Mackenzie River. The Norman Wells Oil Field Expansion and Pipeline Project will be completed in mid-1985 and go on stream about July 1, 1985.

(c) Natural Gas Pipelines
(1) Beaver River Gas Field, B.C. & Y.T. to Fort Nelson, B.C.
Built in 1971 by Westcoast Transmission Ltd.
Consists of 110 miles of 24 inch pipe, entirely within B.C., the gathering system extends into the Yukon.

(2) Pointed Mountain Gas Field to Beaver River Gas Field
Built in 1972 by Westcoast Transmission Ltd.
Consists of 34 miles of 20 inch pipe, extending from the Pointed Mountain Gas Field in the N.W.T. to the terminus of the Beaver River - Fort Nelson pipeline at Beaver River.

(4) Canol n° 4, de Whitehorse à Fairbanks
Ce pipeline a été construit par l'Armée américaine, en 1942, pour le transport de produits divers.
Il comprend 605.5 milles de tuyau de trois pouces dont 314 milles sont en territoire canadien
5 stations de pompage.
Il a été vendu le 31 juillet 1962, par la Corporation de Disposition des Biens de la Couronne, à la White Pass and Yukon Corporation Ltd., pour récupération.

(5) Pipeline d'Alcango Haines à Fairbanks
Ce pipeline a été construit en 1958, par l'Armée américaine, pour l'approvisionnement en produits pétroliers de la région de Fairbanks.
Il comprend 625 milles de tuyau de huit pouces dont 240 milles sont au Yukon.
Il fut abandonné et démoli en 1971.

b) Pipelines de transport de pétrole brut
Interprovincial (NW) Ltd. construira un pipeline de 324 mm reliant le champ pétrolifère Norman Wells à un terminal pétrolier à Zama, Alberta. Le pipeline de 870 km remontera la rive est du fleuve Mackenzie de Norman Wells à Fort Simpson où il traversera le fleuve. Le projet d'extension du champ pétrolifère de Norman Wells et de construction d'un pipeline sera terminé vers la mi 1985 et le pipeline sera mis en service vers le 1er juillet 1985.

c) Pipelines de transport de gaz naturel
(1) Du champ de gaz naturel Beaver River, en C.-B. et au Yukon, au Fort Nelson, en C.-B.
Ce pipeline a été construit en 1971, par Westcoast Transmission Ltd.
Il comprend 110 milles du tuyau de 24 pouces entièrement en C.-B., le réseau collecteur se prolongeant cependant au Yukon.

(2) Du champ de gaz naturel de Pointed Mountain au champ de gaz naturel de Beaver River.
Ce pipeline a été construit en 1972, par Westcoast Transmission Ltd.
Il comprend 34 milles de tuyau de 20 pouces, depuis le gisement gazifère de Pointed Mountain, dans les T.N.-O., jusqu'au terminus de Beaver River du pipeline qui relie cette dernière localité à Fort Nelson.

Refinery Operations

Crude Oil Refineries
There is only one operating crude oil refinery North of 60°, at Norman Wells, operated by Imperial Oil Limited. The refinery has a daily capacity of 500 m^3.

Treating and Separating Facilities
Alaska - Yukon Refiners and Distributors facility at Haines Junction, Y.T. had a maximum daily capacity of 3000 bpcd. It was built in 1954-59 to provide asphalt for the Alaska Highway, but was never placed into full operation. It is now inoperative.

Natural Gas Plants
There are no natural gas processing plants North of 60°. Natural gas from the Pointed Mountain and Beaver River gas fields are dehydrated at the fields then transported via Westcoast Transmission Pipeline to Fort Nelson for processing at the Fort Nelson Gas Plant.

Beaver River Gas Dehydrator Plant, B.C.
Dehydrates gas from the Beaver River Gas Field, Yukon and British Columbia.
Daily capacity of 65 × $10^6 m^3$
It is now inoperative.

Pointed Mountain Gas Dehydrator Plant, N.W.T.
Dehydrates gas from the Pointed Mountain Gas Field, N.W.T.
Daily capacity of 5.4 × $10^6 m^3$

Opérations de raffinage

Raffineries de pétrole brut
Il n'y a qu'une raffinerie de pétrole brut en service au nord du 60°; elle est située à Norman Wells et son fonctionnement est assuré par la société Imperial Oil Ltd. Cette raffinerie a une capacité journalière de 500 m^3.

Installations de traitement et de séparation
L'installation de l'Alaska-Yukon Refiners and Distributors, située à Haines Junction, au Yukon, avait une capacité de 3,000 barils par jour. Elle fut construite de 1954 à 1959, en vue de fournir l'asphalte nécessaire à la construction de la route de l'Alaska, mais elle n'a jamais fonctionné à pleine capacité. Actuellement, elle n'est pas en service.

Installations de traitement du gaz naturel
Il n'y a pas d'installations de traitement du gaz naturel au nord du 60e. Le gaz naturel extrait des champs de gaz naturel Pointed Mountain et de Beaver River est déshydraté sur place, puis transporté, par le pipeline de la Westcoast Transmission, jusqu'à Fort Nelson, où il est traité dans l'installation de cette localité.

Installation de déshydration de gaz de Beaver River (C.-B.)
Cette installation déshydrate le gaz qui provient du champ de gaz naturel de Beaver River, situé au Yukon et en Colombie-Britannique.
Elle a une capacité de 65 × $10^6 m^3$.
Actuellement, elle n'est pas en service.

Installation de déshydration de gaz de Pointed Mountain (T.N.-O.)
Cette installation déshydrate le gaz qui provient du champ de gaz naturel de Pointed Mountain (T.N.-O.).
Elle a une capacité de 5.4 × $10^6 m^3$.

Section V Discoveries and Potential
Section V Découvertes et Potentiel

Table V-1

Geological Provinces North of 60° — Oil and Gas Discoveries and Recoveries
(*indicates discovery/recovery in 1981)
(DST — Drillstem Test; FT — Flow Test; AOF — Absolute Open Flow; CCT — Closed Chamber Test; OTS — Oil to Surface)

Well Name	Location	Well Status	Reserve Status	Horizon	Lithology	Spud Date	Completion Date	Potential
1. Arctic Stable Platform — only four wells have been drilled to date, all unsuccessful.								
2. Franklinian Geosyncline — significant quantities of light gravity crude oil have been recovered from Middle Devonian carbonates on Cameron Island.								
Cameron Island								
Panarctic et al Bent Horn N-72	N-72-76-30-103-30	Potential Oil & Gas Well	Oil Show	Blue Fiord	Carbonate	73-11-24	74-04-06	79.5 m^3/d test
Panarctic et al Bent Horn F-72A	F-72-76-30-103-30	Potential Oil & Gas Well	Oil Show	Blue Fiord	Carbonate	75-05-21	75-12-19	70.8 m^3/d oil DST
Panarctic et al W. Bent Horn A-02	A-02-76-30-104-00	Potential Oil & Gas Well	Oil Discovery	Blue Fiord	Carbonate	76-05-06	76-08-01	Max. 1256 m^3/d production test
3. Sverdrup Basin — ten gas fields have been discovered to date. Recoveries of crude oil have been recorded from Ellesmere and Thor Islands, and in the Lougheed Island area.								
Gas Discoveries								
Melville Island								
Panarctic Drake Point N-67	N-67-76-30-108-30	Abandoned	Gas Discovery	Jurassic	Sandstone	69-04-14	69-09-02	Abandoned after blow-out
Panarctic Drake Point L-67	L-67-76-30-108-30	Potential Dual Gas	Gas Dev.	Jurassic Bjorne	Sandstone	69-09-28	70-02-28	DST 282 $10^3m^3/d$ (Jurassic)
Panarctic et al Drake F-16	F-16-76-30-108-30	Potential Gas	Gas Dev.	Jurassic	Sandstone	72-05-10	72-06-16	AOF 7466 $10^3m^3/d$
Panarctic et al Drake B-44	B-44-76-30-108-30	Potential Gas	Gas Dev.	Jurassic	Sandstone	72-09-23	72-10-22	DST 155 $10^3m^3/d$
Panarctic et al Drake D-68	D-68-76-30-108-30	Potential Gas	Gas. Dev.	Jurrasic Bjorne	Sandstone Sandstone	73-06-07	74-03-25	DST 245 $10^3m^3/d$ DST 1.1 $10^3m^3/d$
Panarctic et al Drake E-78	E-78-76-30-108-00	Potential Gas	Gas Dev.	Jurassic	Sandstone	74-05-02	74-05-27	DST 135 $10^3m^3/d$
Panarctic et al Drake D-73	D-73-76-30-108-00	Potential Gas	Gas Dev.	Jurassic	Sandstone	75-04-23	75-05-10	DST 228 $10^3m^3/d$
Panarctic et al Drake F-76	F-76-76-30-108-00	Suspended Gas	Gas Dev.	Jurassic	Sandstone	78-03-02	78-04-30	AOF 2169 $10^3m^3/d$ @88.0 kPa
Panarctic et al East Drake I-55	I-55-76-30-107-30	Potential Gas	Gas Dev.	Jurassic	Sandstone	75-03-06	75-04-16	AOF 1634 $10^3m^3/d$ critical flow proved

Panarctic et al W. Hecla N-52	N-52-76-30-110-30	Potential Gas	Gas Dev.	Jurassic	Sandstone	74-03-05	74-04-15	AOF 1465 $10^3m^3/d$
Panarctic et al Hecla F-62	F-62-76-30-110-00	Potential Gas	Gas Discovery	Jurassic	Sandstone	72-11-11	72-12-12	AOF 2705 $10^3m^3/d$
Panarctic et al Hecla I-69	I-69-76-20-110-00	Potential Gas	Gas Dev.	Jurassic	Sandstone	73-02-22	73-04-11	DST 220 $10^3m^3/d$
Panarctic et al E. Hecla C-32	C-32-76-30-110-00	Potential Gas	Gas Discovery	Jurassic	Sandstone	75-11-07	75-12-10	DST 239 $10^3m^3/d$
Panarctic et al W. Hecla P-62	P-62-76-30-110-30	Potential Gas	Gas Dev.	Jurassic	Sandstone	76-01-07	76-02-22	DST 149 $10^3m^3/d$
Panarctic et al W. Hecla M-25	M-25-76-30-111-00	Potential Gas	Gas Dev.	Jurassic	Sandstone	76-03-14	76-04-18	DST 152 $10^3m^3/d$
Panarctic et al Roche Pt. O-43	O-43-75-50-109-30	Abandoned Gas	Gas Discovery	Triassic	Sandstone	78-01-18	78-04-18	DST 5.6 $10^3m^3/d$
Thor Island								
Panarctic et al Thor H-28	H-28-78-10-103-00	Potential Gas	Gas Dev.	Heiberg	Sandstone	73-02-28	73-05-10	Flow test to 1549 $10^3m^3/d$
Ellef Ringnes Island								
Panarctic et al Kristoffer Bay B-06	B-06-78-20-102-30	Potential Gas	Gas Discovery	Heiberg	Sandstone	71-11-09	72-03-17	DST 281 $10^3m^3/d$
Panarctic et al Jackson Bay G-16A	G-16-78-10-101-00	Potential Gas	Gas Discovery	Heiberg	Sandstone	76-03-16	76-04-30	DST 207 $10^3m^3/d$
King Christian Island								
Panarctic King Christian D-18	D-18-77-50-101-00	Abandoned	Gas Discovery	Heiberg	Sandstone	70-10-14	71-01-25	Abandoned after blowout
Panarctic King Christian D-18A	D-18-77-50-101-00	Potential Gas	Gas Dev.	Heiberg	Sandstone	70-11-26	71-03-15	AOF 7348 $10^3m^3/d$
Panarctic et al King Christian N-06	N-06-77-50-101-00	Potential Gas	Gas Dev.	Heiberg	Sandstone	71-05-13	71-09-20	AOF 9579 $10^3m^3/d$
Dome Arctic Ventures Wallis K-62	K-62-78-00-102-00	Potential Gas	Gas Discovery	Heiberg	Sandstone	72-11-27	73-02-21	DST 350 $10^3m^3/d$
Offshore Sverdrup								
Panarctic AIEG Whitefish H-63	H-63-77-20-106-30	Potential Gas	Gas Discovery	Awingak Heiberg	Sandstone	79-02-18	79-05-21	DST 228 $10^3m^3/d$
Panarctic AIEG Whitefish 2H-63	H-63-77-20-106-30	Potential Gas	Gas Dev.	Isachsen Awingak U. Heiberg L. Heiberg	Sandstone	79-12-03	80-05-15	

Crude Oil Recoveries

Ellesmere Island								
Panarctic Romulus C-42	C-42-80-00-84-00	Suspended	Oil & Gas Show	Jurassic Schei Point Bjorne	Sandstone	72-01-29	72-07-25	Area has potential
Thor Island								
Panarctic et al Thor P-38	P-38-78-10-103-00	Suspended	Oil Show	Heiberg	Sandstone	72-04-06	72-05-10	Thin Oil leg on water
Offshore Sverdrup								
Panarctic AIEG Dome Char G-07	G-07-77-40-99-30	Potential Gas	Oil and Gas Discovery	Awingak U. Heiberg	Sandstone	80-02-06	80-04-22	
Panarctic AIEG Dome Balaena D-58	D-58-77-40-100-00	Potential Oil	Oil Discovery	Isachsen	Sandstone	80-02-06	80-04-27	
*Panarctic et al Cisco I-66	I-66-77-30-106-00	Potential Oil	Oil & Gas Discovery	Awingak King Christian	Sandstone	81-02-01	81-05-04	
*Panarctic AIEG MacLean I-72	I-72-77-40-103-30	Potential Gas and Oil	Oil & Gas Discovery	Heiberg Group	Sandstone	81-01-27	81-04-27	
*Panarctic et al Skate B-80	B-80-77-50-104-30	Potential Gas and Oil	Oil and Gas Discovery	Heiberg Group	Sandstone	81-01-20	81-04-04	

4. Arctic Coastal Plain — no successful wells to date.

5. Banks Basin — no hydrocarbon discoveries to date, but the area is considered to have a moderate potential for hydrocarbon accumulation.

6. Baffin Bay-Davis Strait — this "province" lies entirely offshore and to date has been explored by only two wildcat wells. It contains several areas that hold promise for future hydrocarbon discoveries: the Thule Basin off Greenland, Lancaster Delta, Home Bay Delta, Cumberland Delta, Lancaster Sound and Jones Sound.

Aquitaine et al Hekja O-71	O-71-62-20-62-45	Potential Gas	Gas Discovery	Tertiary	Sandstone	79-07-29	80-10-07

7. Mackenzie-Beaufort Basin — oil and gas have been found in Paleozoic carbonates and in Lower Cretaceous and Tertiary sands.

Crude Oil Discoveries

Mackenzie Delta — Tuktoyaktuk Peninsula								
IOE Atkinson H-25	H-25-69-50-131-45	Abandoned	Potential Oil Well	Lower Cretaceous	Sandstone	69-12-14	70-02-26	500.9 m^3/d calc. 24.3° API
IOE Mayogiak J-17	J-17-69-30-132-45	Abandoned	Potential Oil Well	Devonian & Lower Cretaceous	Carbonate & Sandstone	71-04-03	71-08-06	1163.8 m^3/d 33.6° API
Imp. Ivik J-26	J-26-69-40-134-15	Suspended	Potential Oil & Gas Well	Tertiary	Sandstone	72-04-06	72-09-30	849.8 m^3/d calc. 24° API
Imp. Ivik K-54	K-54-69-40-134-15	Abandoned	Potential Oil	Tertiary	Sandstone	73-03-30	73-06-08	131.9 m^3/d calc. 24° API
Imp Adgo F-28	F-28-69-30-135-45	Plugged & Abandoned	Oil & Gas	Tertiary	Sandstone	73-12-28	74-03-19	238.5 m^3/d 17.5° API
Imp Adgo J-27	J-27-69-30-135-45	Abandoned	Gas	Tertiary	Sandstone	79-04-05	79-08-07	
Shell Kugpik O-13	O-13-69-20-135-15	Suspended	Oil	Lower Cretaceous	Sandstone	73-03-26	73-09-30	461.1 m^3/d 50° API
Shell Kumak J-06	J-06-69-20-135-00	Suspended	Oil	Tertiary	Sandstone	73-11-24	74-05-01	795 m^3/d 27.1° & 31.3° API
Shell Niglintgak M-19	M-19-69-20-135-15	Suspended	Oil & Gas	Tertiary	Sandstone	74-06-01	75-01-25	O.T.S. 18.8 - 32° API
Sun et al Garry P-04	P-04-69-30-135-30	Suspended	Oil & Gas	Tertiary	Sandstone	75-08-25	76-01-05	O.T.S. DST
Gulf Mobil Kamik D-48	D-48-69-00-133-15	Suspended	Oil & Gas	Lower Cretaceous	Sandstone	75-12-23	76-04-04	O.T.S. DST
Beaufort Sea								
Dome Hunt Nektoralik K-59	K-59-70-30-136-00	Abandoned	Oil & Gas	Tertiary	Sandstone	77-08-08	77-10-17	O.T.S. DST
Dome Hunt Kopanoar M-13	M-13-70-30-135-00	Abandoned	Oil	Tertiary	Sandstone	76-09-27	78-10-16	O.T.S. DST
Esso et al Issungnak O-61	O-61-70-10-134-00	Abandoned Oil and Gas Discovery	Oil and Gas	Tertiary	Sandstone	80-02-06	80-07-08	
Dome Gulf Tarsiut A-25	A-25-70-00-136-15	Suspended	Oil and Gas	Tertiary	Sandstone	78-10-18	80-07-30	
Esso Gulf et al Issungnak 2 O-61	O-61-70-10-134-00	Abandoned Oil & Gas Discovery	Oil & Gas	Tertiary	Sandstone	80-10-02	81-08-13	
Dome Gulf Hunt Kopanoar 2 I-44	I-44-70-30-135-00	Abandoned Oil Discovery	Oil & Gas	Tertiary	Sandstone	80-07-11	81-10-29	
Dome Hunt Gulf Koakoak O-22	O-22-70-30-134-00	Abandoned Oil & Gas Discovery	Oil & Gas	Tertiary	Sandstone	79-11-06	81-10-30	

Gas Discoveries

Mackenzie Delta — Tuktoyaktuk Peninsula

Gulf Mobil Parsons F-09	F-09-69-00-133-30	Suspended	Gas & Condensate	Lower Cretaceous	Sandstone	71-01-20	72-04-19	DST 485 $10^3m^3/d$
Gulf Mobil Parsons N-10	N-10-69-00-133-30	Suspended	Gas	Lower Cretaceous	Sandstone	73-02-14	73-05-29	FT 958 $10^3m^3/d$
Gulf Mobil Parsons L-37	L-37-69-00-133-30	Suspended	Gas	Lower Cretaceous	Sandstone	76-12-26	77-04-02	DST 642 $10^3m^3/d$
Gulf Mobil Parsons P-41	P-41-69-00-133-30	Suspended	Gas	Lower Cretaceous	Sandstone	76-12-29	77-04-05	DST 190 $10^3m^3/d$
Gulf Mobil Parsons A-44	A-44-69-00-133-30	Suspended	Gas	Lower Cretaceous	Sandstone	75-04-09	75-07-22	DST 423 $10^3m^3/d$
Gulf Mobil Parsons P-53	P-53-69-00-133-30	Suspended	Gas & Condensate	Lower Cretaceous	Sandstone	73-12-22	74-04-09	DST 234 $10^3m^3/d$
Gulf Mobil Parsons O-27	O-27-69-00-133-30	Suspended	Gas	Cretaceous	Sandstone	74-03-23	74-08-30	DST 77 $10^3m^3/d$
Gulf Mobil Parsons L-43	L-43-69-00-133-30	Suspended	Gas	Lower Cretaceous	Sandstone	75-12-10	76-03-04	DST 781 $10^3m^3/d$
Gulf Mobil Parsons N-17	N-17-69-00-133-30	Suspended	Gas	Lower Cretaceous	Sandstone	75-12-18	76-04-13	DST 634 $10^3m^3/d$
Gulf Mobil Parsons D-20	D-20-69-00-133-30	Suspended	Gas	Lower Cretaceous	Sandstone	76-04-21	76-11-22	DST 578 $10^3m^3/d$
Gulf Imp. Shell Reindeer F-36	F-36-69-10-134-30	Suspended	Gas	Tertiary	Sandstone	73-03-13	73-06-05	DST 138 $10^3m^3/d$
Gulf Mobil Siku C-11	C-11-69-10-133-30	Suspended	Gas	Lower Cretaceous	Sandstone	75-12-26	76-03-22	DST 874 $10^3m^3/d$ Calc.
Gulf Mobil Siku A-12	A-12-69-10-133-30	Suspended	Gas	Lower Cretaceous	Sandstone	76-04-14	76-07-26	DST 1 325 $10^3m^3/d$ (est)
Gulf Mobil Siku E-21	E-21-69-10-133-30	Suspended	Gas	Lower Cretaceous	Sandstone	77-04-17	77-06-21	DST 815 $10^3m^3/d$
Gulf Imp. Shell Titalik K-26	K-26-69-10-135-00	Abandoned	Gas	Tertiary	Sandstone	72-10-17	73-02-20	DST 396 $10^3m^3/d$
Gulf Mobil Ya Ya A-28	A-28-69-20-134-30	Suspended	Gas	Tertiary	Sandstone	74-02-28	74-07-06	DST 319 $10^3m^3/d$
Gulf Mobil Ya Ya P-53	P-53-69-20-134-30	Suspended	Gas	Tertiary	Sandstone	72-12-08	73-03-20	DST 229 $10^3m^3/d$
IOE Taglu G-33	G-33-69-30-134-45	Suspended	Gas	Tertiary	Sandstone	71-04-13	71-08-18	DST 809 $10^3m^3/d$
IOE Taglu C-42	C-42-69-30-134-45	Suspended	Condensate	Eocene	Sandstone	72-04-30	72-11-18	DST 691 $10^3m^3/d$ Calc.
IOE Taglu W. P-03	P-03-69-30-135-00	Suspended	Gas	Eocene	Sandstone	71-12-12	72-03-29	178 $10^3m^3/d$ Max. flow rate
IOE Taglu D-43	D-43-69-30-134-45	Suspended	Gas	Eocene	Sandstone	73-03-23	73-09-11	AOF 854 $10^3m^3/d$
IOE Mallik L-38	L-38-69-30-135-00	Abandoned	Potential Oil	Tertiary	Sandstone	71-12-24	72-04-05	CCT/.250 m^3/d calc.
Imp. Taglu H-54	H-54-69-30-134-45	Suspended	Gas	Tertiary	Sandstone	76-12-02	77-04-05	DST 71 $10^3m^3/d$
Imp. Netserk F-40	F-40-69-40-135-45	Suspended	Gas	Tertiary	Sandstone	75-11-08	76-05-09	DST 251 $10^3m^3/d$

Shell Kumak K-16	**K-16-69-20-135-00**	**Suspended**	**Gas**	**Tertiary**	**Sandstone**	**75-02-23**	**75-07-13**	**DST 336 $10^3m^3/d$**
Shell Kumak E-58	**E-58-69-30-135-00**	**Suspended**	**Gas**	**Tertiary**	**Sandstone**	**77-02-28**	**77-06-08**	**DST 482 $10^3m^3/d$**
Shell Niglintgak H-30	**H-30-69-20-135-15**	**Suspended**	**Gas**	**Tertiary**	**Sandstone**	**72-10-24**	**73-04-07**	**DST 448 $10^3m^3/d$**
Shell Niglintgak B-19	**B-19-69-20-135-15**	**Suspended**	**Gas**	**Tertiary**	**Sandstone**	**75-10-18**	**76-02-22**	**DST 243 $10^3m^3/d$**
Sun et al Garry P-04	P-04-69-30-135-30	Suspended	Oil & Gas	Tertiary	Sandstone	75-08-25	76-01-05	DST 491 $10^3m^3/d$
Sun et al Garry G-07	G-07-69-30-135-30	Suspended	Gas Dev.	Tertiary	Sandstone	78-02-10	78-05-13	DST 57 m Cond.
Imp. Isserk E-27	E-27-70-00-134-15	Abandoned Gas	Gas Discovery	Tertiary	Sandstone	77-12-04	78-05-04	—
Beaufort Sea								
Dome Hunt Nektoralik K-59	K-59-70-30-136-00	Abandoned	Oil & Gas	Tertiary	Sandstone	77-08-08	77-10-17	—
Dome et al Ukalerk C-50	C-50-70-10-132-30	Abandoned	Gas	Tertiary	Sandstone	77-07-19	77-10-03	—
Dome Gulf et al Ukalerk 2C-50	C-50-70-10-132-30	Suspended	Gas	Tertiary	Sandstone	78-07-10	78-10-16	—

8. Interior Plains

Great Slave Plain — gas pools have been discovered in porous dolomites and limestones of Middle Devonian age.

Briggs Rabbit Lake No. 1	O-16-61-00-118-45	Potential Gas Well	Gas Discovery	Sulphur Point	Limestone	55-02-04	55-03-30	AOF 57 $10^3m^3/d$ (est)
Briggs Rabbit Lake No. 2	B-07-61-00-118-45	Potential Gas Well	Gas Discovery	Sulphur Point	Limestone	57-02-09	57-03-14	AOF 170 $10^3m^3/d$ (est)
Home Signal CSP Celibeta No. 2	H-78-60-10-122-00	Potential Gas Well	Gas Discovery	Slave Point	Limestome	59-12-26	60-03-24	AOF 226 $10^3m^3/d$
H.B. Cameron Hills A-05	A-05-60-10-117-30	Potential Gas Well	Gas Discovery	Slave Point Sulphur Point	Limestone Dolomite	68-01-28	68-02-24	DST 232 $10^3m^3/d$
Paramount et al Cameron Hills J-62	J-62-60-10-117-30	Potential Gas Well	Gas Discovery	Sulphur Point	Limestone	80-02-11	80-03-11	—
Paramount et al Cameron Hills M-31	M-31-60-10-117-00	Potential Gas Well	Gas Discovery	Keg River	Dolomite	79-04-02	80-07-21	—

H.B. Pan Am S. Island R. M-41	M-41-60-10-121-00	Potential Gas Well	Gas Discovery	Slave Point	Limestone	64-02-03	64-04-23	DST 161 $10^3m^3/d$
H.B. Amoco S. Island R. M-52	M-52-60-10-121-00	Abandoned	Gas Discovery	Slave Point	Limestone	73-01-21	73-02-21	DST 37 $10^3m^3/d$
Pacific Amoco Tathlina N-18	N-18-60-20-118-00	Potential Gas Well	Gas Discovery	Slave Point	Limestone	73-01-28	73-02-19	DST 51 $10^3m^3/d$
Shell H.B. Grumbler G-63	G-63-60-20-115-45	Abandoned	Potential Gas Discovery	Slave Point	Limestone	69-02-14	69-03-16	DST 282 $10^3m^3/d$
Sun Netla C-07	C-07-60-50-122-45	Potential Gas Well	Gas Discovery	Sulphur Point	Limestone	61-01-20	61-04-05	AOF 677 $10^3m^3/d$
Texaco Bovie Lake J-72	J-72-60-10-122-45	Potential Gas Well	Gas Discovery	Nahanni	Dolomite	70-01-06	70-01-18	DST 74 $10^3m^3/d$
Union Pan Am Trainor C-39	C-39-60-20-120-30	Potential Gas Well	Gas Discovery	Sulphur Point	Carbonate	65-01-29	65-03-15	DST 226 $10^3m^3/d$

Great Bear Plain — No discoveries to date

Mackenzie Plain — Oil is produced at Norman Wells from the Devonian Kee Scarp formation, and additional hydrocarbon shows have been encountered in the Cretaceous and Silurian age formations of this "province".

Crude Oil Discoveries

Norman Wells Oil Field

Northwest Discovery No. 1	P-37-65-20-126-45	Abandoned	Oil Discovery	Devonian Canol	Fractured Shale	20-04-14	44-08-06	2.0 m^3/d
Northwest Discovery No. 2	P-37-65-20-126-45	Abandoned	Oil Discovery	Kee Scarp (Givetian)	Limestone	24-07-01	24-09-12	12.0 m^3/d

96 additional wells were drilled to develop the field.

Peel Plain — No discoveries here as yet, but hydrocarbon shows have been encountered in Lower Devonian formations.

Anderson Plain — One gas discovery has been made at Tedji Lake, and several other hydrocarbon shows have been encountered.

Ashland et al Tedji Lake F-24	F-24-67-50-126-45	Suspended	Gas	Basal Cambrian	Sandstone	74-02-13	74-03-31	DST 127 $10^3m^3/d$

9. Liard Plateau and Range — gas was produced in this province at the Beaver River (field) and is being produced at Pointed Mountain field from dolomites of the Nahanni Formation of Middle Devonian age. The Beaver River field (Y.T. portion) produced gas from Mississippian sands. Gas has also been discovered at Kotaneelee and La Biche.

Northwest Territories

C.P.O.G. et al La Biche F-08	F-08-60-40-124-30	Suspended	Gas Discovery	Middle Devonian	Argillaceous Limestone	71-02-25	71-03-19	DST 82 $10^3m^3/d$
Pan Am Pointed Mountain G-62	G-62-60-30-123-45	Gas Well	Gas Dev.	Middle Devonian Carbonate	Dolomite	68-07-09	69-06-23	Flow back 339 $10^3m^3/d$
Pan Am Pointed Mountain K-45	K-45-60-30-123-45	Gas Well	Gas Dev.	Middle Devonian Carbonate	Dolomite	67-09-15	68-05-08	AOF 2 130 $10^3m^3/d$
Pan Am Pointed Mountain O-46	O-46-60-30-123-45	Gas Well	Gas Dev.	Devonian Nahanni	Dolomite	69-03-29	71-10-02 Extended Standby	AOF 545 $10^3m^3/d$

Pan Am Pointed Mountain P-53	P-53-60-30-123-45	Gas Well	Gas Discovery	Devonian Nahanni	Dolomite	66-02-06	67-02-22	AOF 1979 $10^3m^3/d$
Amoco B-2 Pointed Mountain F-38	F-38-60-30-123-45	Gas Well	Gas Dev.	Devonian Nahanni	Dolomite	72-08-22	73-10-07	AOF 818 $10^3m^3/d$
Amoco Pointed Mountain A-55	A-55-60-30-123-45	Gas Well	Gas Dev.	Devonian Nahanni	Dolomite	74-03-01	74-08-06	Production tested 127 $10^3m^3/d$
Paramount et al Liard D-29	D-29-60-30-123-00	Potential Gas Well	Gas Discovery	Arnica	Dolomite	79-01-28	90-07-24	
Yukon Territory								
Canada Southern et al North Beaver River YT I-27	I-27-60-10-124-00	Suspended	Extension Test Gas Well	Middle Devonian	Carbonate	63-03-24	64-09-29	AOF 43 $10^3m^3/d$
Columbia Gas et al Kotaneelee H-38	H-38-60-10-124-00	Gas Well	Gas Dev.	Middle Devonian	Carbonate	77-04-06	77-10-29	Production tested 592 $10^3m^3/d$
Columbia et al Kotaneelee YT E-37	E-37-60-10-124-00	Suspended Gas Well	Gas Dev.	Middle Devonian	Carbonate	78-01-21	78-12-05	
Columbia et al Kotaneelee YT I-48	I-48-60-10-124-00	Gas Well	Gas Dev	Nahanni Arnica	Dolomite	79-04-18	80-04-11	AOF 12,931 $10^3m^3/d$
Pan Am Beaver River YT G-01	G-01-60-10-124-15	Abandoned Gas Well	Gas Producer	Missis-sippian & Nahanni	Sandstone and Carbonate	68-06-12	69-03-10	AOF 192 $10^3m^3/d$ AOF 1120 $10^3m^3/d$

10. Eagle Plain — significant hydrocarbon shows have been encountered, but no commercial discoveries have been reported.

Canoe River Chance YT J-19	J-19-66-10-137-30	Potential Gas & Oil	Oil & Gas Discovery	Carbon-iferous Hart River	Conglom-eratic Sandstone	67-12-14	68-02-17	DST 184 $10^3m^3/d$
Socony Mobil WM Chance YT G-08	G-08-66-10-137-30	Potential Oil Well	Oil & Gas Discovery	Cretaceous Carbon-iferous Hart River	Sandstone Conglom-eratic Sandstone	64-12-04	65-02-15	DST 93 $10^3m^3/d$ 360 m oil
Socony Mobil WM Birch YT B-34	B-34-66-10-136-45	Potential Gas Well	Gas Discovery	Carbon-iferous Hart River	Conglom-eratic Sandstone	64-08-04	65-08-06	DST 206 $10^3m^3/d$
Socony Mobil WM Blackie YT No. 1 M-59	M-59-66-00-137-00	Potential Gas Well	Gas Discovery	Permian	Conglom-eratic Sandstone	63-12-11	64-03-27	DST 79 $10^3m^3/d$
WM Chance YT No. 1 M-08	M-08-66-10-137-30	Potential Gas or Oil Well	Gas & Oil Discovery	Cretaceous Carbon-iferous Hart River	Sandstone Conglom-eratic Sandstone	59-05-30	60-05-25	142 $10^3m^3/d$ 0.5 m^3/d

11. Peel Plateau — shows of hydrocarbons have been observed.

12. Old Crow Basin — no wells have been drilled to date in this basin.

13. Whitehorse Plain — no wells have been drilled to date in this basin.

Tableau V-1

Provinces géologiques au nord du 60° — Découvertes et récupérations de pétrole et de gaz naturel
(*découverte ou une récupération en 1981)
(DST: essai aux tiges; FT: essai d'écoulement; AOF: débit libre absolu; CCT: essai en vase close; PS: pétrole-surface)

Nom du puits	Emplacements	État du puits	État des réserves	Horizon	Lithologie	Date d'amorçage	Date d'achèvement	Potentiel
1. Plate-forme stable de l'Arctique: seulement quatre puits y ont été forés jusqu'ici et tous se sont révélés improductifs.								
2. Géosynclinal de Franklin: d'importantes quantités de pétrole brut de faible densité ont été extraits des roches carbonatées du Dévonien moyen, dans l'île Cameron.								
Île Cameron								
Panarctic *et al* Bent Horn F-72	N-72-76-30-103-30	Potentiel pétrole et gaz naturel	Traces de pétrole	Blue Fiord	Carbonate	24/11/73	6/4/74	79,5 m^3/j d'après essai
Panarctic *et al* Bent Horn F-72A	F-72-76-30-103-30	Potentiel pétrole et gaz naturel	Traces de pétrole	Blue Fiord	Carbonate	21/5/75	19/12/75	70,8 m^3/j de pétrole DST
Panarctic *et al* Bent Horn A-02	A-02-76-30-104-00	Potentiel pétrole et gaz naturel	Découverte de pétrole	Blue Fiord	Carbonate	6/5/76	1/8/76	Max. 1 256 m^3/j d'après essai de production
3. Bassin Sverdrup: A ce jour, on a découvert dix gisements de gaz naturel. On a récupéré du pétrole brut dans les îles Ellesmere et Thor et à l'est de l'île Lougheed.								
Découverte de gaz naturel								
Île Melville								
Panarctic Drake Point N-67	N-67-76-30-108-30	Abandonné	Découverte gaz naturel	Jurassique	Grès	14/4/69	2/9/69	Abandonné après éruption
Panarctic Drake Point L-67	L-67-76-30-108-30	Potentiel gaz naturel deux horizons	Développement gaz naturel	Jurassique Bjorne	Grès	28/9/69	28/2/70	DST 282 $10^3m^3/j$ (Jurassique)
Panarctic *et al* Drake F-16	F-16-76-30-108-30	Potentiel Gaz naturel	Développement gaz naturel	Jurassique	Grès	10/5/72	16/6/72	AOF 7 466 $10^3m^3/j$
Panarctic *et al* Drake B-44	B-44-76-30-108-30	Potentiel Gaz naturel	Développement gaz	Jurassique	Grès	23/9/72	22/10/72	DST 155 $10^3m^3/j$
Panarctic *et al* Drake D-68	D-68-76-30-108-30	Potentiel Gaz naturel	Développement gaz naturel	Jurassique Bjorne	Grès Grès	7/6/73	25/3/74	DST 245 $10^3m^3/j$ DST 1,1 $10^3m^3/j$
Panarctic *et al* Drake E-78	E-78-76-30-108-00	Potentiel Gaz naturel	Développement gaz naturel	Jurassique	Grès	2/5/74	27/5/74	DST 155 $10^3m^3/j$

Panarctic *et al* Drake D-73	D-73-76-30-108-00	Potentiel Gaz naturel	Développement gaz naturel	Jurassique	Grès	23/4/75	10/5/75	DST 228 $10^3m^3/j$
Panarctic *et al* Drake F-76	F-76-76-30-108-00	Interrompu Gaz naturel	Développement gaz naturel	Jurassique	Grès	2/3/78	30/4/78	AOF 2 169 $10^3m^3/j$ 88,0 kPa
Panarctic *et al* East Drake I-55	I-55-76-30-107-30	Potentiel Gaz naturel	Développement gaz naturel	Jurassique	Grès	6/3/75	16/4/75	AOF 1 634 $10^3m^3/j$ Écoulement critique vérifié
Panarctic *et al* W. Hecla N-52	N-52-76-30-110-30	Potentiel Gaz naturel	Développement gaz naturel	Jurassique	Grès	5/3/74	15/4/74	AOF 1 465 $10^3m^3/j$
Panarctic *et al* Hecla F-62	F-62-76-30-110-00	Potentiel Gaz naturel	Découverte gaz naturel	Jurassique	Grès	11/11/72	12/12/72	AOF 2 705 $10^3m^3/j$
Panarctic *et al* Hecla I-69	I-69-76-20-110-00	Potentiel Gaz naturel	Découverte gaz naturel	Jurassique	Grès	22/2/73	11/4/73	DST 220 $10^3m^3/j$
Panarctic *et al* E. Hecla C-32	C-32-76-30-110-00	Potentiel Gaz naturel	Découverte gaz naturel	Jurassique	Grès	7/11/75	10/12/75	DST 239 $10^3m^3/j$
Panarctic *et al* W. Hecla P-62	P-62-76-30-110-30	Potentiel Gaz naturel	Développement gaz naturel	Jurassique	Grès	7/1/76	22/2/76	DST 149 $10^3m^3/j$
Panarctic *et al* W. Hecla M-25	M-25-76-30-111-00	Potentiel Gaz naturel	Développement gaz naturel	Jurassique	Grès	14/3/76	18/4/76	DST 152 $10^3m^3/j$
Panarctic *et al* Roche PT. O-43	O-43-75-50-109-30	Abandonné Gaz naturel	Découverte gaz naturel	Trias	Grès	18/1/78	18/4/78	DST 5,6 $10^3m^3/j$
Île Thor								
Panarctic *et al* Thor H-28	H-28-78-10-103-00	Potentiel Gaz naturel	Développement gaz naturel	Heiberg	Grès	28/2/73	10/5/73	FT jusqu'à 1 549 $10^3m^3/j$
Île Ellef Ringnes								
Panarctic *et al* Kristoffer Bay B-06	B-06-78-20-102-30	Potentiel Gaz naturel	Découverte gaz naturel	Heiberg	Grès	9/11/71	17/3/72	DST 281 $10^3m^3/j$
Panarctic *et al* Jackson Bay G-16A	G-16-78-10-101-00	Potentiel Gaz naturel	Découverte gaz naturel	Heiberg	Grès	16/3/76	30/4/76	DST 207 $10^3m^3/j$
Île du Roi-Christian								
Panarctic King Christian D-18	D-18-77-50-101-00	Abandonné	Découverte gaz naturel	Heiberg	Grès	14/10/70	25/1/71	Abandonné après éruption
Panarctic King Christian D-18A	D-18-77-50-101-00	Potentiel Gaz naturel	Découverte gaz naturel	Heiberg	Grès	26/11/70	15/3/71	AOF 7 438 $10^3m^3/j$
Panarctic *et al* King Christian N-06	N-06-77-50-101-00	Potentiel Gaz naturel	Découverte gaz naturel	Heiberg	Grès	13/5/71	20/9/71	AOF 9 579 $10^3m^3/j$
Dome Arctic Ventures Wallis K-62	K-62-78-00-102-00	Potentiel Gaz naturel	Découverte gaz naturel	Heiberg	Grès	27/11/72	21/2/73	DST 350 $10^3m^3/j$
Au large - bassin Sverdrup								
Panarctic AIEG Whitefish 2H-63	H-63-77-20-106-30	Potentiel Gaz naturel	Découverte gaz naturel	Awingak Heiberg	Grès	18/2/79	21/5/79	DST 228 $10^3m^3/j$
*Panarctic AIEG Whitefish 2H-63	H-63-77-20-106-30	Potentiel Gaz naturel	Découverte gaz naturel	Isachsen Awingak Heiberg supérieur Heiberg inférieur	Grès	3/12/79	15/5/80	

Récupération de pétrole brut

Île Ellesmere								
Panarctic Romulus C-42	C-42-80-00-84-00	Interrompu	Traces de pétrole et de gaz naturel	Jurassique Schei Point Bjorne	Grès	29/1/72	25/7/72	Zone de production potentielle
Île Thor								
Panarctic *et al* Thor P-38	P-38-78-10-103-00	Interrompu	Traces de pétrole	Heiberg	Grès	6/4/72	10/5/72	Mince couche de pétrole brut au-dessus de la couche d'eau
Au large - bassin Sverdrup								
Panarctic AIEG Dome Char G-07	G-07-77-40-99-30	Potentiel Gaz naturel	Découverte pétrole et gaz naturel	Awingak Heiberg supérieur	Grès	26/2/80	22/4/80	
*Panarctic AIEG Dome Balaena D-58	D-58-77-40-100-00	Potentiel Pétrole	Découverte pétrole	Isachsen	Grès	6/2/80	27/4/80	
*Panarctic *et al* Cisco I-66	I-66-77-30-106-00	Potentiel pétrole	Découverte pétrole et gaz naturel	Awingak Roi-Christian	Grès	1/2/81	4/5/81	
*Panarctic AIEG Maclean I-72	I-78-77-40-103-30	Potentiel pétrole et gaz naturel	Découverte pétrole et gaz naturel	Heiberg	Grès	27/1/81	27/4/81	
*Panarctic *et al* Skate B-80	B-80-77-50-104-30	Potentiel pétrole et gaz naturel	Découverte pétrole et gaz naturel	Heiberg	Grès	20/1/81	4/4/81	

4. Plaine côtière de l'Arctique: aucun puits n'a été productif jusqu'ici.
5. Bassin Banks: aucune découverte d'hydrocarbures n'a été faite jusqu'ici, même si on estime que la région offre un modeste potentiel d'hydrocarbures.
6. Baie de Baffin-détroit de Davis: cette "province" est entièrement sous-marine et on a effectué à ce jour seulement deux forages de recherche. Plusieurs zones semblent renfermer des réserves d'hydrocarbures à découvrir, notamment le bassin de Thulé, au large du Groenland, le delta de Lancaster, le delta de la baie Home, le delta de Cumberland, le détroit de Lancaster et le détroit de Jones.

*Aquitaine *et al* Hekja O-71	O1-71-62-20-62-45	Potentiel Gaz naturel	Découverte gaz naturel	Tertiaire	Grès	29/7/79	7/10/80

7. Bassin Mackenzie-Beaufort: on a trouvé du pétrole et du gaz naturel dans les roches carbonatées du Paléozoïque, dans les sables du Crétacé inférieur et dans les sables tertiaires.

Découvertes de pétrole brut

Delta du Mackenzie - presqu'île de Tuktoyaktuk

IOE Atkinson H-25	H-25-69-50-131-45	Abandonné	Potentiel pétrole	Crétacé inférieur	Grès	7/12/69	28/2/70	500,9 m³/j calc. 24,3° A.P.I.
IOE Mayogiak J-17	J-17-69-30-132-45	Abandonné	Potentiel pétrole	Dévonien et Crétacé inférieur	Carbonate et grès	3/4/71	6/8/71	1 163,8 m³/j 33,6° A.P.I.
Imp. Ivik J-26	J-26-69-40-134-15	Interrompu	Potentiel pétrole et gaz naturel	Tertiaire	Grès	8/4/72	30/9/72	849,8 m³/j calc. 24° A.P.I.
Imp. Ivik K-54	K-54-69-40-134-15	Abandonné	Potentiel pétrole	Tertiaire	Grès	30/3/73	8/6/73	131,9 m³/j calc. 24° A.P.I.
Imp. Adgo F-28	F-28-69-30-135-45	Obturé et abandonné	Pétrole et gaz naturel	Tertiaire	Grès	28/12/73	19/3/74	238,5 m³/j 17,5° A.P.I.
Imp. Adgo J-27	J-27-69-30-135-45	Abandonné	Gaz naturel	Tertiaire	Grès	5/4/79	7/8/79	
Shell Kugpik O-13	O-13-69-20-135-15	Interrompu	Pétrole	Crétacé inférieur	Grès	26/3/73	30/9/73	461,1 m³/j 50° A.P.I.
Shell Kumak J-06	J-06-69-20-135-00	Interrompu	Pétrole	Tertiaire	Grès	24/11/73	1/5/74	795 m³/j 27,1° et 31,3 ° A.P.I.
Shell Niglintgak M-19	M-19-69-20-135-15	Interrompu	Pétrole et gaz naturel	Tertiaire	Grès	1/6/74	25/1/75	P.S. 18,8 32° A.P.I.
Sun *et al* Garry P-04	P-04-69-30-135-30	Interrompu	Pétrole et gaz naturel	Tertiaire	Grès	25/8/75	5/1/76	P.S. DST
Gulf Mobil Kamik D-48	D-48-69-00-133-15	Interrompu	Pétrole et gaz naturel	Crétacé inférieur	Grès	23/12/75	4/4/76	P.S. DST

Mer de Beaufort

Dome Hunt Nektoralik K-59	K-59-70-30-136-00	Abandonné	Pétrole et gaz naturel	Tertiaire	Grès	8/8/77	17/10/77	P.S. DST
*Dome Hunt Kopanoar M-13	M-13-70-30-135-00	Abandonné	Pétrole	Tertiaire	Grès	27/9/76	16/10/78	P.S. DST
Esso *et al* Issungnak O-61	O-61-70-10-134-00	Abandonné Déc. de pétrole et de gaz naturel	Pétrole et gaz naturel	Tertiaire	Grès	26/2/80	8/7/80	
*Dome Gulf Tarsiut A-25	A-25-70-00-136-15	Interrompu	Pétrole et gaz naturel	Tertiaire	Grès	18/10/78	30/7/80	
Esso Gulf *et al* Issungnak 20-61	O-71-70-10-134-00	Abandonné Déc. Pétrole et gaz naturel	Pétrole et gaz naturel	Tertiaire	Grès	2/10/80	13/8/81	
Dome Gulf Hunt Kopanoar 21-44	I-44-70-30-135-00	Abandonné Déc. pétrole	Pétrole et gaz naturel	Tertiaire	Grès	11/7/80	29/10/81	
Dome Hunt Gulf Koakoak O-22	O-22-70-30-134-00	Abandonné Déc. pétrole et gaz naturel	Pétrole et gaz naturel	Tertiaire	Grès	6/11/79	30/10/81	

Découvertes de gaz

Delta du Mackenzie - presqu'île de Tuktoyaktuk

Gulf Mobil Parsons F-09	F-09-69-00-133-30	Interrompu	Gaz naturel et condensat	Crétacé inférieur	Grès	20/1/71	19/4/72	DST 485 $10^3m^3/j$
Gulf Mobil Parsons N-10	N-10-69-00-133-30	Interrompu	Gaz naturel inférieur	Crétacé	Grès	14/2/73	29/5/73	FT 958 $10^3m^3/j$
Gulf Mobil Parsons L-37	L-37-69-00-133-30	Interrompu	Gaz naturel	Crétacé inférieur	Grès	26/12/76	2/4/77	DST 642 $10^3m^3/j$
Gulf Mobil Parsons P-41	P-41-69-00-133-30	Interrompu	Gaz naturel	Crétacé inférieur	Grès	29/12/76	5/4/77	DST 190 $10^3m^3/j$
Gulf Mobil Parsons A-44	A-44-69-00-133-30	Interrompu	Gaz naturel	Crétacé inférieur	Grès	9/4/75	22/7/75	DST 423 $10^3m^3/j$
Gulf Mobil Parsons P-53	P-53-69-00-133-30	Interrompu	Gaz naturel	Crétacé inférieur	Grès	22/12/73	9/4/74	DST 234 $10^3m^3/j$
Gulf Mobil Parsons O-27	O-27-69-00-133-30	Interrompu	Gaz naturel	Crétacé	Grès	23/3/76	30/8/74	DST 77 $10^3m^3/j$
Gulf Mobil Parsons L-43	L-43-69-00-133-30	Interrompu	Gaz naturel	Crétacé inférieur	Grès	10/12/75	4/3/76	DST 781 $10^3m^3/j$
Gulf Mobil Parsons N-17	N-17-69-00-133-30	Interrompu	Gaz naturel	Crétacé inférieur	Grès	18/12/75	13/4/76	DST 634 $10^3m^3/j$
Gulf Mobil Parsons D-20	D-20-69-00-133-30	Interrompu	Gaz naturel	Crétacé inférieur	Grès	21/4/76	22/11/76	DST 578 $10^3m^3/j$
Gulf Imp. Shell Reindeer F-36	F-36-69-10-134-30	Interrompu	Gaz naturel	Tertiaire	Grès	13/3/73	5/6/73	DST 138 $10^3m^3/j$
Gulf Mobil Siku C-11	C-11-69-10-133-30	Interrompu	Gaz naturel	Crétacé	Grès	26/12/75	22/3/76	DST 874 $10^3m^3/j$
Gulf Mobil Siku A-12	A-12-69-10-133-30	Interrompu	Gaz naturel	Crétacé	Grès	14/4/76	26/7/76	DST 1 325 $10^3m^3/j$ (est.)
Gulf Mobil Siku E-21	E-21-69-10-133-30	Interrompu	Gaz naturel	Crétacé inférieur	Grès	17/4/77	21/6/77	DST 815 $10^3m^3/j$
Gulf Imp. Shell Titalik K-26	K-26-69-10-135-00	Abandonné	Gaz naturel	Tertiaire	Grès	17/10/72	20/2/73	DST 396 $10^3m^3/j$
Gulf Mobil Ya Ya A-28	A-28-69-20-134-30	Interrompu	Gaz naturel	Tertiaire	Grès	28/2/74	6/7/74	DST 319 $10^3m^3/j$
Gulf Mobil Ya Ya P-53	P-53-69-20-134-30	Interrompu	Gaz naturel	Tertiaire	Grès	8/12/72	20/3/73	DST 229 $10^3m^3/j$
IOE Taglu G-33	G-33-69-30-134-45	Interrompu	Gaz naturel	Tertiaire	Grès	13/4/71	18/8/71	DST 809 $10^3m^3/j$
IOE Taglu C-42	C-42-69-30-134-45	Interrompu	Gaz naturel	Éocène supérieur	Grès	30/4/72	18/11/72	DST 691 $10^3m^3/j$
IOE Taglu W. P-03	P-03-69-30-135-00	Interrompu	Gaz naturel	Éocène supérieur	Grès	12/12/71	29/3/72	178 $10^3m^3/j$ Débit max.
IOE Taglu D-43	D-43-69-30-134-45	Interrompu	Gaz naturel	Éocène supérieur	Grès	23/3/73	11/9/73	AOF 854 $10^3m^3/j$
IOE Mallik L-38	L-38-69-30-135-00	Abandonné	Potentiel pétrole	Tertiaire	Grès	24/12/71	5/4/72	CCT 250 m^3/j calc.
Imp. Taglu H-54	H-54-69-30-134-45	Interrompu	Gaz naturel	Tertiaire	Grès	2/12/76	5/4/77	DST 71 $10^3m^3/j$

Imp. Netserk F-40	F-40-69-40-135-45	Interrompu	Gaz naturel	Tertiaire	Grès	8/11/75	9/5/76	DST 251 $10^3m^3/j$
Shell Kumak K-16	K-16-69-20-135-00	Interrompu	Gaz naturel	Tertiaire	Grès	23/2/75	13/7/75	DST 336 $10^3m^3/j$
Shell Kumak E-58	E-58-69-30-135-00	Interrompu	Gaz naturel	Tertiaire	Grès	28/2/77	8/6/77	DST 482 $10^3m^3/j$
Shell Niglintgak H-30	H-30-69-20-135-15	Interrompu	Gaz naturel	Tertiaire	Grès	24/10/72	7/4/73	DST 448 $10^3m^3/j$
Shell Niglintgak B-19	B-19-69-20-135-15	Interrompu	Gaz naturel	Tertiaire	Grès	18/10/75	22/2/76	DST 243 $10^3m^3/j$
Sun *et al* Garry P-04	P-04-69-30-135-30	Interrompu	Pétrole et gaz naturel	Tertiaire	Grès	25/8/75	5/1/76	DST 491 $10^3m^3/j$
Sun *et al* Garry G-07	G-07-69-30-135-30	Interrompu	Développement gaz naturel	Tertiaire	Grès	10/2/78	13/5/78	DST 57 m cond.
Imp. Isserk E-27	E-27-70-00-134-15	Abandonné Gaz naturel	Découverte Gaz naturel	Tertiaire	Grès	4/12/77	4/5/78	
Mer de Beaufort								
Dome Hunt Nektoralik K-59	K-59-70-30-136-00	Abandonné	Pétrole et Gaz naturel	Tertiaire	Grès	8/8/77	17/10/77	
Dome *et al* Ukalerk C-50	C-50-70-10-132-30	Abandonné	Gaz naturel	Tertiaire	Grès	19/7/77	3/10/77	
Dome Gulf *et al* Ukalerk 2C-50	C-50-70-10-132-30	Interrompu	Gaz naturel	Tertiaire	Grès	10/7/78	16/10/78	

8. Plaines intérieures

Plaine Great Slave — des gisements de gaz naturel ont été découverts dans les dolomies et les calcaires poreux du Dévonien moyen.

Briggs Rabbit Lake No. 1	O-16-61-00-118-45	Potentiel Gaz naturel	Découverte Gaz naturel	Sulphur Point	Calcaire	4/2/55	30/3/55	AOF 57 $10^3m^3/j$ (est.)
Briggs Rabbit Lake No. 2	B-07-61-00-118-45	Potentiel Gaz naturel	Découverte Gaz naturel	Sulphur Point	Calcaire	9/2/57	14/3/57	AOF 170 $10^3m^3/j$ (est.)
Home Signal CSP Celibeta No. 2	H-78-60-10-122-00	Potentiel Gaz naturel	Découverte Gaz naturel	Slave Point	Calcaire	26/12/59	24/3/60	AOF 226 $10^3m^3/j$
H.B. Cameron Hills A-05	A-05-60-10-117-30	Potentiel Gaz naturel	Découverte Gaz naturel	Slave Point Sulphur Point	Calcaire Dolomie	28/1/68	24/2/68	DST 232 $10^3m^3/j$
Paramount *et al* Cameron Hills J-62	J-62-60-10-117-30	Potentiel Gaz naturel	Découverte Gaz naturel	Sulphur Point	Calcaire	11/2/80	11/3/80	
Paramount *et al* Cameron Hills M-31	M-31-60-10-117-00	Potentiel Gaz naturel	Découverte Gaz naturel	Keg River	Dolomie	2/4/79	21/7/80	
H.B. Pan Am S. Island R. M-41	M-41-60-10-121-00	Potentiel Gaz naturel	Découverte Gaz naturel	Slave Point	Calcaire	3/2/64	23/4/64	DST 161 $10^3m^3/j$
H.B. Amoco S. Island R. M-52	M-52-60-10-121-00	Abandonné	Développement gaz naturel	Slave Point	Calcaire	21/1/73	21/2/73	DST 37 $10^3m^3/j$
Pacific Amoco Tathlina N-18	N-18-60-20-118-00	Potentiel Gaz naturel	Découverte Gaz naturel	Slave Point	Calcaire	28/1/73	19/2/73	DST 51 $10^3m^3/j$
Shell H.B. Grumbler G-63	G-63-60-20-115-45	Abandonné	Découverte possible Gaz naturel	Slave Point	Calcaire	14/2/69	16/3/69	DST 282 $10^3m^3/j$
Sun Netla C-07	C-07-60-50-122-45	Potentiel Gaz naturel	Découverte Gaz naturel	Sulphur Point	Calcaire	20/1/61	5/4/61	AOF 677 $10^3m^3/j$
Texaco Bovie Lake J-72	J-72-60-10-122-45	Potentiel Gaz naturel	Découverte Gaz naturel	Nahanni	Dolomie	6/1/70	18/1/70	DST 74 $10^3m^3/j$
Union Pan Am Trainor C-39	C-39-60-20-120-30	Potentiel Gaz naturel	Découverte Gaz naturel	Sulphur Point	Carbonate	29/1/65	15/3/65	DST 226 $10^3m^3/j$

Plaine du Grand lac de l'Ours - aucune découverte n'a été faite jusqu'ici.

Plaine du Mackenzie - le puits de Norman Wells produit encore du pétrole qui provient de la formation dévonienne Kee Scarp. D'autres traces d'hydrocarbures ont été décelées dans les roches crétacées et siluriennes de cette province géologique.

Découvertes de pétrole brut

Champ de pétrole de Norman Wells

Northwest Discovery N° 1	P-37-65-20-126-45	Abandonné	Découverte de pétrole	Dévonien Canol	Argile litée fracturée	14/4/20	6/8/44	2 m^3/j
Northwest Discovery N° 2	P-37-65-20-126-45	Abandonné	Découverte de pétrole	Kee Scarp (Givétien)	Calcaire	1/7/24	12/9/24	12 m^3/j

96 autres puits ont été forés en vue d'exploiter le champ.

Plaine de Peel - aucune découverte n'y a été faite jusqu'ici, mais des traces d'hydrocarbures ont été décelées dans le Dévonien inférieur.

Plaine Anderson - Une découverte de gaz a été faite au lac Tedji et plusieurs autres traces d'hydrocarbures ont été décelées.

Ashland *et al* Tedji Lake F-24	F-24-67-50-126-45	Interrompu	Gaz naturel	Cambrien de base	Grès	13/2/74	31/3/74	DST 127 $10^3m^3/j$

9. Plateau et chaîne de la Liard: le champ de Beaver River a produit du gaz naturel et on en extrait actuellement du champ de Pointed Mountain, dans les dolomies de la formation Nahanni du Dévonien moyen. On a également extrait du gaz naturel des sables du Mississippien de la zone de Beaver River située au Yukon. Du gaz naturel a aussi été découvert à Kotaneelee et à la Biche.

Territoires du Nord-Ouest								
C.P.O.G. *et al* La Biche F-08	F-08-60-40-124-30	Abandonné	Découverte Gaz naturel	Dévonien moyen	Calcaire argilacé	25/2/71	19/3/71	DST 82 $10^3m^3/j$
Pan Am Pointed Mountain G-62	G-62-60-30-123-45	Gaz naturel	Développement gaz naturel	Carbonate du Dévonien moyen	Dolomie	9/7/68	23/6/69	Débit 339 $10^3m^3/j$
Pan Am Pointed Mountain K-45	K-45-60-30-123-45	Gaz naturel	Développement gaz naturel	Carbonate du Dévonien moyen	Dolomie	15/9/67	8/5/68	AOF 2 130 $10^3m^3/j$
Pan Am Pointed Mountain O-46	O-46-60-20-123-45	Gaz naturel	Développement gaz naturel	Dévonien Nahanni	Dolomie	29/3/69	2/10/71 prolongation prévue	AOF 545 $10^3m^3/j$
Pan Am Pointed Mountain P-53	P-53-60-30-123-45	Gaz naturel	Développement gaz naturel	Dévonien Nahanni	Dolomie	6/2/66	22/2/67	AOF 1 979 $10^3m^3/j$
Amoco B-2 Pointed Mountain F-38	F-38-60-30-123-45	Gaz naturel	Développement gaz naturel	Dévonien Nahanni	Dolomie	22/8/72	7/10/73	AOF 818 $10^3m^3/j$
Amoco Pointed Mountain A-55	A-55-60-30-123-45	Gaz naturel	Développement gaz naturel	Dévonien Nahanni	Dolomie	1/3/74	8/8/74	Production à l'essai 127 $10^3m^3/j$
*Paramount *et al* Liard D-29	D-29-60-30-123-00	Potentiel Gaz naturel	Découverte Gaz naturel	Arnica	Dolomie	28/1/79	24/7/80	
Yukon								
Canada Southern *et al* North Beaver YT I-27	I-27-60-10-124-00	Interrompu	Essai d'extension Gaz naturel	Dévonien moyen	Carbonate	24/3/63	29/9/64	AOF 43 $10^3m^3/j$
Columbia Gas *et al* Kotaneelee H-38	H-38-60-10-124-00	Gaz naturel	Développement gaz naturel	Dévonien moyen	Carbonate	6/4/77	29/10/77	Production à l'essai 592 $10^3m^3/j$
Columbia *et al* Kotaneelee E-37	E-37-60-10-124-00	Interrompu Gaz naturel	Développement gaz naturel	Dévonien moyen	Carbonate	21/1/78	5/12/78	
Columbia *et al* Kotaneelee YT I-48	I-48-60-10-124-00	Gaz naturel	Développement gaz naturel	Nahanni arnica	Dolomie	18/4/79	11/4/80	AOF 12 931 $10^3m^3/j$
Pan Am Beaver River YT G-01	G-01-60-10-124-15	Abandonné Gaz naturel	Production Gaz naturel	Mississippien et Nahanni	Carbonate et grès	12/6/68	10/3/69	AOF 192 $10^3m^3/j$ AOF 1 120 $10^3m^3/j$

10. **Plaine Eagle: des traces importantes ont été relevées, mais aucune découverte rentable n'a été enregistrée.**

Canoe River Chance YT J-19	J-19-66-10-137-30	Potentiel Gaz naturel et pétrole	Découverte Gaz naturel et pétrole	Carbonifère Hart River	Grès conglomératique	14/12/67	17/2/68	DST 184 $10^3 m^3/j$
Socony Mobil WM Chance YT G-08	G-08-66-10-137-30	Potentiel Pétrole	Découverte Gaz naturel et pétrole	Crétacé Carbonifère Hart River	Grès conglomératique	4/12/64	15/2/65	DST 93 $10^3 m^3/j$ de pétrole à 360 m
Socony Mobil WM Birch YT B-34	B-34-66-10-136-45	Potentiel Gaz naturel	Découverte Gaz naturel	Carbonifère Hart River	Grès conglomératique	4/8/64	6/8/65	DST 206 $10^3 m^3/j$
Socony Mobil WM Blackie YT No. 1 M-59	M-59-66-00-137-00	Potentiel Gaz naturel	Découverte Gaz naturel	Permien	Grès conglomératique	11/12/63	27/3/64	DST 79 $10^3 m^3/j$
WM Chance YT No. 1 M-08	M-08-60-10-137-30	Potentiel Gaz naturel ou pétrole	Découverte Gaz naturel et pétrole	Crétacé Carbonifère Hart River	Grès conglomératique	30/5/59	25/5/60	142 $10^3 m^3/j$ 0,5 m^3/j

11. **Plateau de Peel: des traces d'hydrocarbures ont été relevées.**

12. **Bassin de Old Crow: on n'a pas encore foré de puits dans ce bassin.**

13. **Plaine Whitehorse: on n'a pas encore foré de puits dans ce bassin.**